

# **Integración de recursos energéticos distribuidos mediante VSC para aplicación a microredes.**

Autor:

Carlos Alberto García Ceballos

Universidad Tecnológica de Pereira  
Facultad de Ingenierías - Ingeniería Eléctrica  
Junio de 2021



# Integración de recursos energéticos distribuidos mediante VSC para aplicación a microredes.

Autor:

Carlos Alberto García Ceballos

Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de  
Magíster en Ingeniería Eléctrica

*Director:*

Juan José Mora Flórez

*Codirector:*

Sandra Milena Pérez Londoño

Universidad Tecnológica de Pereira  
Facultad de Ingenierías - Ingeniería Eléctrica

Junio de 2021

# Índice general

<b>1. Aspectos introductorios</b>	<b>11</b>
1.1. Descripción del problema . . . . .	11
1.2. Motivación . . . . .	12
1.3. Objetivos . . . . .	14
1.3.1. Objetivo general . . . . .	14
1.3.2. Objetivos específicos . . . . .	14
1.4. Estado del arte . . . . .	15
1.5. Principales resultados . . . . .	20
1.6. Aportes y contribuciones . . . . .	21
1.7. Estructura del documento . . . . .	21
<b>2. Controles y tecnologías consideradas</b>	<b>23</b>
2.1. Control jerárquico en micro-redes . . . . .	23
2.1.1. Control nivel cero . . . . .	23
2.1.2. Control primario . . . . .	28
2.1.3. Control secundario . . . . .	29
2.1.4. Control terciario . . . . .	29
2.2. Medición de frecuencia . . . . .	30
2.3. Recursos energéticos distribuidos (DERs) . . . . .	30
2.3.1. Sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) . . . . .	31
2.3.2. Generación eólica . . . . .	33
2.3.3. Generación solar . . . . .	38
<b>3. Obtención de los mejores parámetros de control</b>	<b>42</b>
3.1. Generalidades de la optimización por enjambre de partículas (PSO) . . . . .	42
3.2. Proceso de ajuste para el esquema de control requerido . . . . .	44
3.3. Resultados asociados al proceso de ajuste del control. . . . .	47

<b>4. Implementación del modelo de generación o almacenamiento en un CIDER</b>	<b>51</b>
4.1. Implementación de modelos en el esquema de control del CIDER . . . . .	51
4.2. Resultados de implementación. . . . .	54
<b>A. Sistema de prueba</b>	<b>59</b>
A.1. Topología de red . . . . .	59
A.1.1. Modelo de línea. . . . .	59
A.1.2. Parámetros de línea . . . . .	60
A.2. Operación de la micro-red . . . . .	62
A.2.1. micro-red en modo conectado a la red . . . . .	62
A.2.2. micro-red en modo aislado . . . . .	64
A.2.3. Arranque en negro o autónomo y transición de red . . . . .	65
A.3. Efecto del control secundario . . . . .	68
<b>B. Estabilidad en micro-redes</b>	<b>72</b>
B.1. Estabilidad asociada al capacitor DC del CIDER . . . . .	73
B.2. Estabilidad asociada al control primario . . . . .	75
B.2.1. Máquina síncrona virtual (VSG) . . . . .	76
B.2.2. Control de caída . . . . .	78
B.3. Estabilidad asociada al sincronismo de los CIDER . . . . .	81
B.4. Estabilidad asociada a la limitación de corriente . . . . .	82
B.5. Estabilidad de tensión en micro-redes. . . . .	84

# Índice de figuras

2.1. Control jerárquico en micro-redes. . . . .	24
2.2. Equivalente de sistema con VSC. . . . .	25
2.3. Relación lineal entre frecuencia angular y potencia activa. . . . .	29
2.4. Modelo no lineal de la batería. Adaptado de [1] . . . . .	32
2.5. Generador eólico de velocidad variable. Adaptado de [2] . . . . .	33
2.6. Eficiencia para diferentes turbinas de viento. Tomado de [3] . . . . .	34
2.7. Esquema de control proporcional para el ángulo de las aspas. Adaptado de [4].	36
2.8. Familia de curvas para sistema de generación eólico a velocidad variable. To- mado de [5]. . . . .	37
2.9. Eficiencia vs $\lambda$ . Tomada de [6]. . . . .	37
2.10. Modelo no ideal simplificado de un panel fotovoltaico. Adaptado de [7]. . . .	39
2.11. Curva característica de una célula fotovoltaica. Adaptada de [7]. . . . .	39
2.12. Familia de curvas al variar irradiancia en un sistema de generación solar. . .	40
2.13. Elementos presentes en un sistema de generación fotovoltaica. Adaptado de [8].	41
3.1. Control para un VSC formador de red. . . . .	44
3.2. Control para un VSC seguidor de red. . . . .	44
3.3. Algoritmo empleado para la ejecución del PSO. . . . .	46
3.4. Comparación de escenarios de optimización con las señales de interés en el proceso optimización. . . . .	48
3.5. Comparación del proceso de optimización al considerar puntos iniciales de la base de datos. . . . .	48
4.1. Esquema de potencia general para representar un CIDER de forma completa.	52
4.2. Esquema simplificado para representar un CIDER. . . . .	53
4.3. Esquema general para un CIDER simplificado y en modo seguidor de red. . .	53
4.4. Esquema propuesto para un CIDER en modo seguidor de red con efecto del modelo de generación y recurso primario. . . . .	53

4.5. Efecto del modelo de generación o almacenamiento y del recurso primario en un CIDER. . . . .	55
A.1. Sistema de prueba. . . . .	60
A.2. Variables de interés en los CIDERs cuando la micro-red opera en modo conectado. . . . .	63
A.3. Variables de interés en los CIDERs cuando la micro-red opera en modo aislado. . . . .	65
A.4. micro-red aislada - arranque en negro. . . . .	66
A.5. Transiciones intencionales en la micro-red de prueba. . . . .	68
A.6. Influencia del control secundario en la tensión del CIDER 5, micro-red aislada. . . . .	70
A.7. Control secundario como soporte de reactivos para mejorar el nivel de tensión . . . . .	70
B.1. Analogía de CIDER con generación rotativa. Tomado de [9] . . . . .	74
B.2. CIDER formador de red validado ante condición de estabilidad mediante el enlace DC. . . . .	75
B.3. Asociación entre el control de caída y la inercia del sistema. Tomado de [10] . . . . .	79
B.4. Frecuencia en CIDER formador de red. Efecto del control de caída en la frecuencia. . . . .	80
B.5. Angulo virtual de potencia. Tomado de [11] . . . . .	81
B.6. VPA en CIDERs 1 a 4 respecto al CIDER 5 (formador de red). . . . .	82

# Índice de tablas

1.1. Estado del arte . . . . .	18
2.1. Parámetros para diferentes baterías. Tomado de [1] . . . . .	32
3.1. Mejores parámetros de control en la micro-red aislada . . . . .	49
3.2. Mejores parámetros de control en la micro-red conectada . . . . .	49
3.3. Parametros de control de los CIDER en la micro-red de prueba . . . . .	50
A.1. Parámetros y tipos de conductores utilizados en [12] . . . . .	61
A.2. Parámetros y calibres de conductores a emplear . . . . .	61
B.1. Algunos índices de línea medidos en la micro-red de prueba . . . . .	85



# Agradecimientos

Primeramente agradecer a Dios por diseñar los escenarios que me permitieron llegar a este punto, al cual no pensé llegar la primera vez que presenté un documento como este. En segundo lugar quiero agradecer a mis padres por el apoyo incondicional que me han brindado en esta vida de estudiante, la cual ha superado las expectativas de muchas personas tanto en tiempo como en logros, incluyéndome. En tercer lugar, a los profesores y maestros que me han asesorado e impartido conocimiento a lo largo de mis estudios, especialmente al profesor Juan José Mora por su asesoría siempre dispuesta para con este proyecto. También quiero agradecer a todos los compañeros y compañeras de clase, de trabajo, de oficina y de viaje, todos ustedes han contribuido directa o indirectamente a que yo esté aquí y de la manera en que estoy. Es también gracias a ustedes que me fue posible actuar y avanzar a través de los escenarios de vida que me traen al día de hoy.

*Se es lo que se es pero donde hay voluntad, habrá un modo.*

# Siglas

Las siglas usadas a lo largo de este documento provienen del inglés por lo que a continuación se presenta la traducción.

AC: Corriente alterna.

AWG: Calibre de conductor americano.

BESS: Sistemas de almacenamiento de energía con baterías

CIDERS: Recursos energéticos distribuidos integrados por convertidor.

DC: Corriente directa.

DERs: Recursos energéticos distribuidos

ITAE: Integral del error absoluto ponderado con el tiempo.

MPPT: Seguimiento del punto de máxima potencia.

PCC: Punto de acople común.

PI: Proporcional e integral (constantes de control).

PLL: Lazo de seguimiento de fase.

PV: Fotovoltaico.

PSO: Optimización por enjambre de partículas.

SoC: Estado de carga.

VPA: Ángulo virtual de potencia.

VSC: Convertidor basado en fuente de tensión.

VSG: Generador síncrono virtual.

# Resumen

Este documento tiene como propósito principal, el planteamiento de una nueva estrategia para implementar las fuentes de generación renovable basadas en energía eólica, solar y el almacenamiento por medio de baterías. Tal implementación se aplica principalmente a las micro-redes con una operación en modo aislado o conectado respecto a una red principal. La implementación propuesta se hace dentro del control de los inversores, donde se aplican restricciones en la salida de acuerdo al modelo de generación/almacenamiento y de acuerdo a la disponibilidad del recurso primario. Por medio de la implementación propuesta para la generación/almacenamiento, se tiene un balance adecuado entre la representación del modelo dinámico y la simplicidad de implementación.

Por otra parte, para implementar el modelo de generación/almacenamiento, se requiere una micro-red de prueba cuyos inversores estén correctamente ajustados, por ello, se propone de forma colateral, una metodología generalizada para ajustar el control  $dq0$  de los inversores, lo cual contribuye en gran medida con el comportamiento de la micro-red.

Los resultados reportados validan la propuesta de ajuste y la propuesta de implementación de modelos con el fin de facilitar el análisis de micro-redes en estado estable y su comportamiento dinámico. Finalmente, se presentan los análisis de la micro-red de prueba ante diferentes condiciones de operación y considerando diferentes aspectos de estabilidad en micro-redes.

# Abstract

The main purpose of this document is to propose a new strategy to implement renewable generation sources based on wind and solar energies as well as the battery energy storage. The proposed implementation is applied to microgrids in grid-islanded or grid-connected mode of operation. Besides, the proposed implementation is done within the inverter control scheme, where the associated restrictions to the generation or storage system model as well as the primary energy source availability are considered. With the proposed implementation for generation/storage systems, an adequate balance between the dynamic model representation and the implementation complexity is achieved.

On the other hand, a test microgrid whose inverters are adequately tuned is required to implement the generation/storage model, which is the reason to a collateral proposal for the adjustment of  $dq0$  control strategy parameters in the considered inverters. This makes large contributions to the behaviour of the considered microgrid.

The reported results validate the proposal for control adjustment and the proposal for generation/storage model implementation, aimed to facilitate the microgrid analysis regarding the steady state and dynamic behaviour. Finally, the test microgrid behaviour is presented for several operating conditions and considering stability issues for microgrids.

# Capítulo 1

## Aspectos introductorios

### 1.1. Descripción del problema

El desarrollo y fomento a nivel mundial de la generación basada en energías renovables así como el almacenamiento de energía, renueva retos y problemáticas que han estado en segundo plano en la operación de los sistemas de distribución convencionales. Tales problemas no requerían una atención particular ya que el sistema de distribución se conectaba con una red robusta y en capacidad de mantener la operación continua sin cambios notables en las variables eléctricas.

Así pues, los sistemas de distribución actuales integran fuentes renovables no convencionales, las cuales causan problemáticas como: la ubicación y el tamaño óptimo de pequeños generadores, lo cual afecta flujos de potencia, pérdidas de red y perfiles de tensión; la implementación de nuevos esquemas de protección, los cuales suelen considerar el flujo de energía de forma unidireccional; la detección de fallas, pues las corrientes de cortocircuito pueden ser comparables en magnitud a las corrientes de carga máxima; la detección y operación en modo aislado, entre otros [13, 14].

Un actor principal dentro de las actuales redes de distribución, las cuales tratan de migrar hacia las micro-redes, es el generador basado en energías renovables, el cual se interconecta con la red AC por medio de inversores que transforman y regulan la energía eléctrica generada. De esta manera, tanto el tipo de generación como el elemento de conexión a la red AC, desempeñan un papel muy importante en la implementación y análisis de micro-redes. Entre los elementos inversores, el más común es el basado en fuentes de tensión (VSC), el cual se puede controlar de diversas maneras y donde el control empleado debe ser ajustado

cuidadosamente.

Ahora bien, el análisis de la generación integrada con VSCs suele ser fragmentado con el propósito de reducir la complejidad del sistema. Los sistemas de interés pueden estar enfocados en la parte del recurso primario y su proceso de transformación a energía eléctrica; en el control y conexión del VSC; o en la operación de la micro-red y la inclusión sistemas de gestión de la energía y controles jerárquicos. A su vez, los análisis mencionados pueden realizarse para una micro-red operando de forma aislada, conectada, o en ambos casos.

Por otra parte, implementar recursos distribuidos en micro-redes AC y de forma completa, puede ser una tarea muy compleja, lo que motiva el desarrollo de modelos y aproximaciones que consideren el recurso de interés sin la necesidad de implementarlo detalladamente. En consonancia con lo anterior, se debe considerar la variabilidad del recurso primario y el modelo del generador dentro del análisis de una micro-red, pero sin implementar de forma explícita cada elemento del sistema de generación. Esta, es una forma válida y no explorada en profundidad cuando se estudian las micro-redes, la cual puede desarrollarse al modificar el control del VSC y aplicando restricciones basadas en el modelo del generador, lo que a su vez limita la capacidad de generación en términos del recurso primario disponible y el modelo del generador o almacenador.

A partir de lo anterior, la pregunta de investigación se plantea de la siguiente manera: ¿Cómo se puede incluir el modelo de generación y/o almacenamiento en el control de un VSC y cómo afecta este modelo a la operación del VSC dentro de una micro-red ?. Lo anterior, para actualizar el estado del arte e implementar una micro-red que integre la mayor cantidad de elementos, pero sin las dificultades asociadas a implementar el modelo de generación o almacenamiento en la etapa de potencia del VSC.

## 1.2. Motivación

La disponibilidad de información sobre micro-redes es amplia y con niveles de profundización que van desde reseñas introductorias [15, 16], hasta estudios detallados sobre temas como el control jerárquico [17], impedancia virtual [18, 19], sistemas de gestión de la energía [20], entre otros. No obstante, la investigación sobre micro-redes, su implementación y los detalles del control bajo diferentes modos de operación, continua en desarrollo.

Uno de los elementos principales en una micro-red son los recursos energéticos distribuidos

(DER), cuyas ventajas se han estudiado en trabajos como [21, 22], pero las desventajas o problemas asociados también son motivo de estudio [13, 14, 23, 24]. De igual manera, las micro-redes con varios DERs incrementan su complejidad y puede causar situaciones no deseadas [25]; por ello, este tipo de implementaciones suele tener varias simplificaciones o usar sistemas de prueba muy reducidos [19, 26, 27, 28, 29]. Como consecuencia de lo anterior, el estudio de los DERs y su implementación en micro-redes tiene gran variedad de posibilidades, lo que permite desarrollar soluciones en diferentes áreas de estudio.

Así pues, esta investigación se centra en el análisis de los modelos de generación eólica y solar fotovoltaica, así como el almacenamiento por medio de baterías, lo anterior, en micro-redes con capacidad de operación en modo aislado y conectado. Tal temática tiene baja incidencia en investigaciones recientes por la simplificaciones que se suelen considerar, como despreciar la variabilidad del recurso primario y simplificar el efecto del recurso distribuido por medio de una tensión constante en la entrada del VSC, también, al ignorar los efectos dinámicos por medio de horizontes de tiempo muy amplios.

Por otro lado, los análisis que incluyen el modelo del generador o del VSC, suelen utilizar sistemas de prueba pequeños e incluso sin perturbaciones de red. Así pues, esta investigación integra la mayor cantidad de estudios que se pueden realizar en una micro-red, marcando una ruta de investigación poco explorada y cuyo desarrollo permite asentar el conocimiento sobre las micro-redes, el control asociado y las formas en que se pueden implementar los almacenadores y generadores. Además, esta investigación implementa los modelos de generación o almacenamiento en el control del VSC, evitando la necesidad de implementar todo el sistema de conversión requerido (recurso primario, generador, control para el convertidor entre el generador y la entrada del VSC, capacitor de acople, control del VSC, filtro). Lo anterior, es de gran utilidad pues reduce la complejidad de implementación de los modelos y ayuda en la validación de nuevos modelos, aproximaciones, simulación del recurso distribuido y estudios de interacción con la operación de la micro-red.

Un aspecto adicional, es que el control del VSC funciona como elemento limitador, pues restringe la salida del VSC de acuerdo al modelo del generador, permitiendo incluir la variabilidad del recurso primario. Respecto al control, este se suele asumir trivial, por lo que el proceso para obtener las constantes de ajuste necesarias no se reporta detalladamente, o se considera elemental en los estudios relacionados a la generación o almacenamiento dentro de micro-redes. Sin embargo, el ajuste del control tiene una gran importancia en el comportamiento del VSC y puede afectar la estabilidad de toda la micro-red. Por tal motivo, en esta

investigación se aplica una metodología generalizada para ajustar el control del VSC sin la necesidad de conocer la función de transferencia del mismo, esta metodología se basa en técnicas de optimización metaheurística y aunque no garantizan un óptimo global, se reconocen por sus resultados de alta calidad ante escenarios donde la solución exacta es de compleja adquisición. Esta última característica resulta muy adecuada en el caso de una micro-red con varios convertidores y líneas de distribución, cuyo modelo dinámico es bastante complejo.

Dado lo anterior, la investigación propuesta se enfoca en incluir dentro del control del VSC, el modelo de almacenadores de energía tipo batería y de generadores renovables basados en energía solar fotovoltaica y eólica. Lo anterior, con el fin de determinar el comportamiento de la micro-red al considerar los VSCs bajo una la operación restringida por modelo de generación o almacenamiento.

## **1.3. Objetivos**

### **1.3.1. Objetivo general**

Implementar los modelos de generación eólica y solar fotovoltaica así como el modelo de almacenamiento con baterías en el control del convertidor basado en fuentes de tensión (VSC). Lo anterior, para analizar el efecto de los modelos en el control del VSC cuando este aplica a una micro-red con capacidad de operación en modo conectado y aislado.

### **1.3.2. Objetivos específicos**

1. Elaborar el estado del arte para el tema de investigación.
2. Analizar y validar la estrategia de control para los VSCs aplicados en micro-redes.
3. Analizar e implementar los modelos de generación eólica y solar fotovoltaica así como el modelo de almacenamiento con baterías dentro de la estrategia de control del VSC.
4. Validar la operación de un sistema de prueba con almacenamiento de energía y generación renovable ante condiciones de operación en estado estable y ante diferentes perturbaciones.
5. Divulgar los resultados más relevantes de la investigación.



## 1.4. Estado del arte

Una micro-red realista se ejemplifica en [12] para un alimentador de baja tensión, donde se incluyen fuentes de generación basadas en energías renovables, con capacidades similares y con una proporción similar entre generación y demanda máxima. En este sistema se considera la conexión de generadores y almacenamiento a través de convertidores; tiene cargas distribuidas de diferentes tamaños, conectadas a través de diferentes tipos de línea. Finalmente, se puede considerar la desconexión de la red principal con el propósito de operar la micro-red en modo aislado. Sin embargo, a pesar de la buena descripción sobre la topología de red y número de elementos, no se considera ningún detalle de ajuste de los diferentes controles y modos de operación de los generadores, almacenadores y la micro-red en general.

De esta manera, una micro-red adecuada para estudios dinámicos debe considerar aspectos como: variabilidad del recurso primario; inclusión del modelo del generador o almacenamiento; convertidores de adecuación de la energía eléctrica generada o almacenada; esquemas de control asociados a los convertidores y sus métodos de ajuste; líneas, cargas y generadores con diferentes características, distribuidos dentro de la micro-red; capacidad de operación en modo aislado y conectado; y pruebas ante diferentes perturbaciones en el sistema de potencia. No todos estos aspectos son considerados normalmente en un estudio de micro-redes, pues aumentan significativamente la complejidad de implementación.

A continuación se presenta un análisis de los aspectos mencionados:

### 1. Variabilidad del recurso primario:

En una micro-red y particularmente en un CIDER (*Converter-integrated distributed energy resource*), la disponibilidad de los recursos primarios es de vital importancia para conocer cual es la salida real de potencia, donde la naturaleza variable impide garantizar un nivel de generación constante. Sin embargo, no siempre se considera esta variabilidad pues implica incluir los elementos entre el recurso primario y el VSC, como la tecnología de generación y el convertidor de acondicionamiento. Lo anterior, agrega complejidad a la implementación del CIDER y a la micro-red en general. Ejemplos de lo anterior se pueden apreciar en [20, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36], donde se considera la variabilidad del recurso primario pero se suele considerar un sistema de prueba de tamaño reducido y con no más de 3 CIDERs.

### 2. Modelo de generación o almacenamiento:

En cuanto a tipos de generación, los modelos aplicados de forma más clara y extendida,

son el panel fotovoltaico (PV) [28, 33, 37, 38, 39, 40, 41] y la turbina eólica [30, 31, 34, 35, 42, 2]. En el caso del almacenamiento de energía, lo más común es el sistema de baterías (BESS) [20, 35, 37, 39, 43]. Otros elementos como el almacenamiento por superconducción y supercapacitores, no se utilizan de forma extendida.

### 3. Convertidor de adecuación de la señal generada:

Al considerar la variabilidad del recurso primario o el modelo de generación, se debe incluir un convertidor de tipo DC/DC en el caso PV, o AC/DC en el caso eólico. El propósito es estabilizar la señal eléctrica generada a valores constantes de tensión DC, lo cual hace que el VSC opere correctamente en su función de sincronizarse al lado AC. No obstante, una de las simplificaciones más comunes en los diferentes estudios sobre DERs y micro-redes, es considerar una tensión DC constante [11, 26, 29, 44, 45, 46], lo que a su vez, simplifica e idealiza fuertemente los efectos del sistema de generación y el recurso primario.

### 4. Inversores:

El elemento inversor toma la energía disponible en el lado DC y la transfiere al lado AC con niveles adecuados de tensión y frecuencia. El inversor más utilizado se basa en el uso de fuentes de tensión (VSC), el cuál se presenta exitosamente en gran variedad de aplicaciones que no se limitan a las micro-redes, tales como: líneas DC en alta tensión [47], generación distribuida [48], compensación reactiva y de armónicos [49], estabilidad de tensión [50], estabilidad transitoria [51], entre otros [11, 46, 52, 53]. Sin embargo, el VSC resulta complejo de analizar debido su comportamiento altamente no lineal y que alcanza el orden 15 en una micro-red conectada [54]. También, requiere un sistema de control debidamente ajustado, pues la selección incorrecta de las constantes de ajuste puede causar problemas de estabilidad que involucren toda la micro-red [25]. De esta manera, por la complejidad del VSC y la importancia del ajuste del control, los estudios que se enfocan solo en el convertidor e ignoran aspectos como la topología de red o los múltiples VSCs, son comunes [27, 29, 39, 45, 55, 56, 57, 58, 59, 60].

### 5. Esquemas de control y métodos de ajuste:

Los esquemas de control que requiere un VSC para operar adecuadamente son variados y se diseñan de acuerdo a cada aplicación. Estos convertidores suelen utilizar esquemas de control proporcional e integral (PI), cuyas constantes se ajustan de diferentes maneras y donde la diferencia principal, radica en el conocimiento del modelo relacionado al sistema que se quiere controlar. Como se aprecia en [54], el modelo de una micro-red resulta bastante complejo de obtener, lo que causa que se usen modelos simplificados de

pequeña señal [44, 61] o funciones de transferencia [19, 62]. Los modelos simplificados se pueden complementar con técnicas metaheurísticas [63], con el propósito de obtener un ajuste óptimo [44, 64, 65, 66]. Además, las técnicas metaheurísticas tienen la ventaja de no requerir un modelo del sistema para encontrar los parámetros óptimos, lo cual se puede hacer a través de una función objetivo basada en medidas locales [42].

#### 6. Ubicación distribuida de líneas, cargas y generadores:

El número de líneas, cargas y generadores que se usan en los sistemas de prueba de los diferentes estudios consultados para la realización de esta tesis, es altamente variable y depende de la complejidad empleada en cada modelo en conjunto el tipo de control que se quiere validar. A manera de ejemplo, las características de línea y topología de red se ignoran en [27, 28, 67] por detallar el sistema de generación y la conexión al lado AC; en estos casos las cargas suelen ser agregadas y conectadas directamente al sistema generador, lo cual es irreal al analizar sistemas de distribución [68]. En [62] se consideran distintas líneas, generadores y cargas en una red radial, sin embargo, es una propuesta enfocada en el control del VSC por lo que ignora aspectos del modelo y el recurso primario. En [38] se tiene una red radial con múltiple generación PV, sin embargo, la generación es concentrada en un nodo particular por lo que la red resulta bastante simple. En [69] se utiliza el ramal de baja tensión del CIGRE, pero la generación es simplificada y no considera efectos dinámicos de corto plazo sino ventanas de tiempo de 1 día. De otra parte, una red mas grande se analiza en [37] con un sistema basado en el *IEEE* de 34 barras, pero solo se cuenta con dos VSCs debido a que se incluye el modelo de generación PV y BESS. En general, lo que se suele obtener es que entre más grande sea la red de prueba, menores son los efectos dinámicos analizados o menor es el número de VSCs que la red contiene [70].

#### 7. Operación de la micro-red:

En términos generales, la micro-red debe operar por definición en modo aislado y conectado a una red principal [71], tal como en los estudios presentados en [64, 43, 39, 72, 26, 73]. Sin embargo, también es común, encontrar estudios que se enfocan en un solo modo de operación, ya sea aislado [19, 27, 28, 35, 74]; o conectado [20, 30, 42, 58, 75].

Los aspectos mencionados se resumen de forma general en la tabla 1.1, la cual permite determinar los vacíos mencionados en cada aspecto y de acuerdo a las referencias consultadas.

Tabla 1.1: Estado del arte

Referencia	Año	Variabilidad del recurso primario	Modelo generación	Modelo almacenamiento	Valores de ajuste del control VSC	Número de líneas	Puntos de cargas	Puntos con VSCs	Modo conectado	Modo aislado
[2]	2018	✓	✓	×	✓	0	0	1	✓	×
[11]	2017	×	×	×	✓	6	4	3	✓	✓
[18]	2010	×	×	×	✓	0	1	2	✓	✓
[19]	2018	×	×	×	✓	2	1	2	×	✓
[20]	2016	✓	✓	✓	×	×	2	3	✓	×
[26]	2019	×	×	×	✓	2	2	3	✓	✓
[27]	2020	✓	✓	×	×	0	1	1	×	✓
[28]	2020	✓	✓	✓	✓	0	1	1	✓	✓
[12]	2005	×	×	✓	×	10	5	5	✓	✓
[30]	2015	✓	✓	×	✓	1	0	1	✓	×
[31]	2018	✓	✓	✓	✓	0	1	1	✓	✓
[32]	2019	✓	✓	✓	✓	0	1	1	×	✓
[33]	2017	×	×	✓	✓	4	1	4	×	✓
[34]	2013	✓	✓	✓	×	2	2	2	✓	✓
[35]	2014	✓	✓	✓	×	0	1	2	×	✓
[36]	2015	✓	×	✓	✓	1	1	1	×	✓
[37]	2017	×	✓	✓	✓	34B	> 5	2	✓	✓
[38]	2017	×	✓	×	×	13	6	3	✓	✓
[39]	2014	✓	✓	✓	✓	1	1	1	✓	×
[42]	2018	×	✓	×	✓	1	0	1	✓	×
[43]	2013	×	×	✓	✓	1	1	1	✓	✓

(Continúa en la página siguiente)

*(Viene de la página anterior)*

Referencia	Año	Variabilidad del recurso primario	Modelo generación	Modelo almacenamiento	Valores de ajuste del control VSC	Número de líneas	Puntos de cargas	Puntos con VSCs	Modo conectado	Modo aislado
[44]	2019	×	×	×	✓	2	3	3	×	✓
[45]	2015	×	×	×	✓	1	1	1	×	✓
[52]	2019	×	×	×	×	×	1	1	✓	×
[46]	2018	×	×	×	✓	10	5	6	✓	×
[54]	2015	×	×	×	✓	37B	> 5	7	✓	✓
[58]	2017	×	×	×	✓	0	0	1	✓	×
[62]	2016	×	×	×	✓	7	4	4	✓	✓
[64]	2010	×	×	×	✓	2	2	3	✓	✓
[69]	2017	✓	×	✓	×	10	5	0	✓	×
[74]	2010	×	×	×	×	0	1	2	×	✓
[75]	2012	×	×	×	×	1	1	1	✓	×
[76]	2016	×	×	×	✓	2	3	2	✓	✓
[77]	2018	×	×	×	✓	3	1	3	✓	✓
[78]	2019	×	×	×	✓	1	1	1	✓	×
[79]	2019	×	×	×	×	6	3	2	×	✓
Aporte modelo [80]		✓	✓	✓	×	6	2	4	✓	×
Aporte implementación		×	×	×	✓	10	5	5	✓	✓
Este documento		✓	✓	✓	✓	10	5	5	✓	✓

Así pues, se plantean las bases fundamentales para establecer las contribuciones de esta investigación al estado del arte. A partir de la tabla 1.1, se encuentra que los vacíos principales están en la consideración del modelo de generación o almacenamiento y en el tamaño de los sistemas empleados, los cuales tienden a ser grandes en sistemas con muchas simplificaciones

en el CIDER, mientras que tienden a ser pequeños en sistemas con mucho detalle del CIDER. También se aprecia que aunque muchas referencias entregan los valores de ajuste del control que requiere el VSC, la mayoría no indica el proceso de obtención de los mismos o se enfoca solo en la parte del control primario.

Adicionalmente, se tienen trabajos que consideran el modelo del generador utilizado pero no aplican cambios en el recurso primario; otros aplican variabilidad al recurso primario sin incluir el modelo de generación; lo anterior, pues se enfocan en temas de despacho de unidades o del control terciario, lo cual implica usar ventanas de tiempo de varios minutos o incluso horas, lo que causa que la dinámica de los generadores sea ignorada. De la tabla 1.1, se tienen algunas referencias cuyo sistema es expresado en términos de las barras que contiene, en estos casos se agrega una letra **B** al aspecto del número de líneas consideradas.

Por otra parte, las últimas 6 filas de la tabla 1.1 están relacionadas a las publicaciones o trabajos asociados con esta investigación, donde [78], [79] y *aporte modelo* [80], ya están publicados; el aporte *implementación* es un artículo enviado para revisión a revista indexada por SCOPUS; y la última fila presenta el impacto general de esta investigación.

## 1.5. Principales resultados

La investigación presentada en este documento permite obtener los resultados siguientes entre los mas relevantes:

1. El ajuste propuesto para el control del VSC permite obtener un funcionamiento estable y correcto de los diferentes VSCs utilizados, lo que permite implementar una micro-red de prueba adecuada para profundizar en diferentes análisis y estudios.
2. Con la micro-red de prueba, se valida la operación en modo aislado, conectado, arranque en negro, transición de red, estabilidad ante perturbaciones de carga y cortocircuito. Esto, garantiza que la micro-red utilizada funciona correctamente y permite desarrollar análisis más profundos.
3. Una vez se valida el funcionamiento de la micro-red de prueba, se aplica una modificación al control convencional del VSC para incluir restricciones asociadas al modelo de generación o almacenamiento en la salida del VSC.

4. Para explorar en los diferentes análisis que se pueden realizar con la micro-red de prueba, se hace una validación de la estabilidad de la micro-red de acuerdo a las referencias consultadas.
5. La investigación desarrollada y los temas centrales, se validan a través de la generación y publicación de 4 artículos, cuyas generalidades se detallan en la sección de aportes y contribuciones.

## 1.6. Aportes y contribuciones

En el desarrollo de esta investigación se generaron 4 trabajos, de los cuales 2 se encuentran disponibles en la base de datos *IEEEExplore*; 1 se encuentra aprobado en una revista A1 y 1 está en revisión. Tales trabajos son:

- a) Conferencia presentada en *2019 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*, titulada como *Optimal control tuning of a VSC converter for microgrid applications* [78].
- b) Conferencia presentada en *FISE IEEE/CIGRE CONFERENCE 2019*, titulada como *A comparative review of phase locked loop systems for microgrids applications considering multiple VSC-based distributed generators* [79]. Propuesta galardonada como uno de los cinco mejores artículos presentados en la conferencia.
- c) Artículo aprobado en *Electric Power Systems Research (A1)*, titulado como *Integration of distributed energy resource models in the VSC control for microgrid applications* y disponible en [80].
- d) Artículo presentado a revista indexada en SCOPUS, titulado como *Iterative approach for tuning multiple converter-integrated DER in microgrids* y que se encuentra en primer revisión.

## 1.7. Estructura del documento

Este documento se compone de 7 capítulos, donde el capítulo 2 contiene los aspectos teóricos que son necesarios para facilitar la lectura y comprensión de la temática principal de la investigación, la cual se presenta en los capítulos 3 y 4 para indicar respectivamente, el proceso de ajuste del control del VSC y el proceso de implementación de los modelos de generación

y almacenamiento. El capítulo 5 contiene las conclusiones más relevantes de la investigación y los capítulos 6 y 7 son apéndices donde se detalla de forma respectiva, el funcionamiento de la micro-red de prueba y las pruebas realizadas para validar la estabilidad de la misma.

Finalmente, este trabajo de investigación fue financiado por el contrato numero 031-2018 del proyecto 111077657914, entre Minciencias y la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP), y desarrollado dentro del grupo de investigación ICE3 de la UTP.



# Capítulo 2

## Controles y tecnologías consideradas

En esta sección se mencionan brevemente los aspectos teóricos básicos que facilitan la comprensión y el desarrollo del presente documento, el cual está enfocado en las micro-redes.

### 2.1. Control jerárquico en micro-redes

Las micro-redes son pequeños sistemas de distribución que se componen de diferentes recursos distribuidos DER (como pequeños generadores y sistemas de almacenamiento) y cargas, pero una de sus principales características es que puede funcionar tanto en modo aislado, como conectado respecto de una red principal [17, 25]. Es decir, una red que sea incapaz de mantener el funcionamiento en modo aislado, no se considera una micro-red.

Para que una micro-red funcione adecuadamente en sus dos modos de operación, es necesario implementar diferentes esquemas de control, los cuales tienen objetivos específicos, dependiendo del nivel jerárquico al que pertenezcan. El control de las micro-redes puede dividirse en 4 capas o niveles, los cuales se suelen representar en un esquema piramidal con el nivel 0 en la base, tal como se presenta en la figura 2.1.

Algunos aspectos sobre cada etapa de control se presentan a continuación, pero también pueden ser profundizados en documentos como [81, 82, 83, 84, 85].

#### 2.1.1. Control nivel cero

El control de nivel cero está relacionado con el VSC como tal, haciendo que el mismo funcione de forma estable.

Ya que los VSC están basados en elementos conmutables, se requieren señales de control para habilitar la conducción de energía. Tales señales provienen de un sistema de control

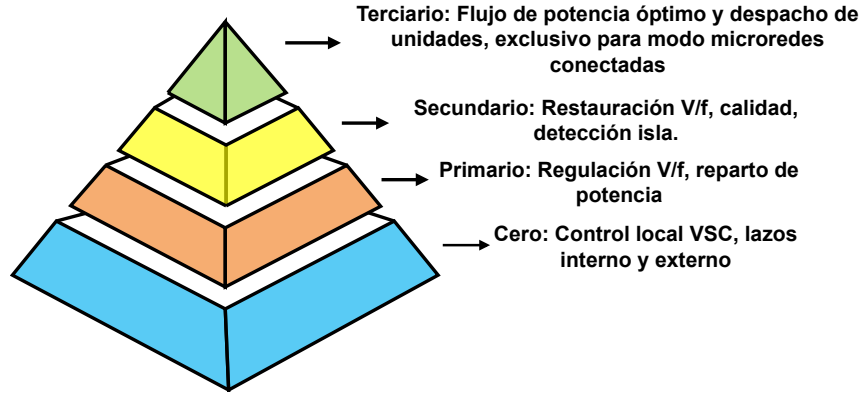


Figura 2.1: Control jerárquico en micro-redes.

local ubicado en el nivel cero de la figura 2.1. El nivel cero puede dividirse en el lazo interno (*inner loop*) y el lazo externo (*outer loop*), los cuales controlan la corriente y la tensión en el VSC, respectivamente, logrando una operación estable [19].

Los CIDER tienen dos modos de operación que dependen de la operación de la micro-red [86]: Modo seguidor de red y modo formador de red. En el primero, el CIDER entrega potencia activa y reactiva, en este caso existe una referencia de tensión y frecuencia por lo que la micro-red suele operar en modo conectado; el segundo es como formador de red, e implica que el CIDER regula la tensión y la frecuencia de la micro-red, la cual opera en modo aislado. Los esquemas necesarios para controlar un CIDER y usando control vectorial [87], se presentan a continuación.

### a) Lazo interno

Para deducir el esquema de control del lazo interno, se parte del esquema de la figura 2.2 para representar un VSC conectado a la red principal por medio de un filtro LCL.

Así, teniendo presente que:

$$[i_{\alpha\beta\gamma}] = [T][i_{abc}] \quad (2.1)$$

$$[T]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

$$[i_{\alpha\beta\gamma}] = [i_{dq0}]e^{j\omega t} \quad (2.3)$$

Usando ley de tensiones de Kirchhoff en lado AC y asumiendo la tensión en el capacitor  $C_f$

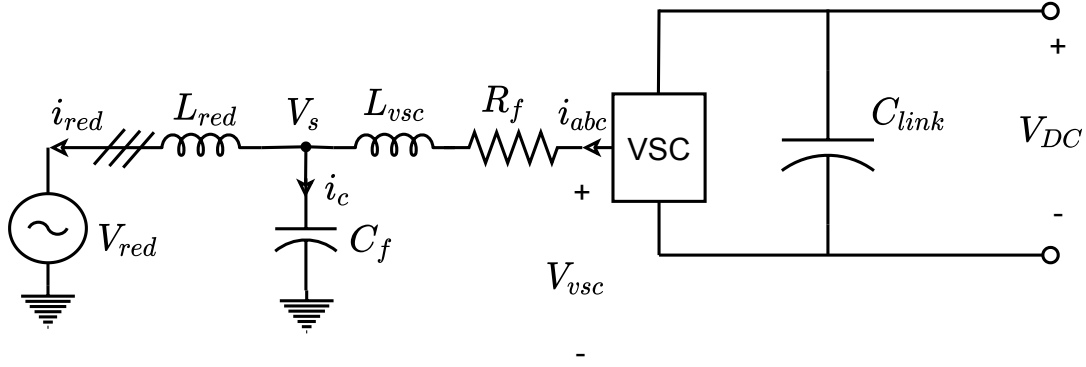


Figura 2.2: Equivalente de sistema con VSC.

como constante ( $V_s = \text{constante}$ ), se tiene, con vectores columna, la siguiente malla en el lado del VSC:

$$- [V_{vsc_{abc}}] + [V_{R_f}] + [V_{L_{vsc}}] + [V_{s_{abc}}] = 0 \quad (2.4)$$

$$[V_{R_f}] + [V_{L_{vsc}}] = [V_{vsc_{abc}}] - [V_{s_{abc}}] \quad (2.5)$$

$$R_f[i_{abc}] + L_{vsc} \frac{d([i_{abc}])}{dt} = [V_{vsc_{abc}}] - [V_{s_{abc}}] \quad (2.6)$$

Premultiplicando por  $[T]$  todos los términos se obtiene que:

$$[T]R_f[i_{abc}] + L_{vsc}[T] \frac{d([i_{abc}])}{dt} = [T][V_{vsc_{abc}}] - [T][V_{s_{abc}}] \quad (2.7)$$

$$R_f[i_{\alpha\beta\gamma}] + L_{vsc} \frac{d([i_{\alpha\beta\gamma}])}{dt} = [V_{vsc_{\alpha\beta\gamma}}] - [V_{s_{\alpha\beta\gamma}}] \quad (2.8)$$

Llevando al marco  $dq0$  por medio de (2.3), se obtiene que:

$$R_f[i_{dq0}]e^{j\omega t} + L_{vsc} \frac{d([i_{dq0}]e^{j\omega t})}{dt} = [V_{vsc_{dq0}}]e^{j\omega t} - [V_{s_{dq0}}]e^{j\omega t} \quad (2.9)$$

Ahora, el término con derivada puede desarrollarse como

$$L_{vsc} \frac{d([i_{dq0}]e^{j\omega t})}{dt} = L_{vsc} \left( [i_{dq0}]e^{j\omega t}(j\omega) + e^{j\omega t} \frac{d([i_{dq0}])}{dt} \right) \quad (2.10)$$

Ahora, al dividir (2.9) entre  $e^{j\omega t}$ , se obtiene la ecuación (2.11)

$$R_f[i_{dq0}] + j\omega L_{vsc}[i_{dq0}] + L_{vsc}\frac{d([i_{dq0}])}{dt} = [V_{vscdq0}] - [V_{sdq0}] \quad (2.11)$$

A su vez, se puede definir  $\Delta i_{dq} = i_{dq}^* - i_{dq}$ , de donde se tiene que:

$$\frac{d(\Delta i_{dq})}{dt} = 0 - \frac{d(i_{dq})}{dt} \quad (2.12)$$

Al separar componentes, dado que  $i_{dq} = i_d + ji_q$  y considerando un sistema balanceado, en el que la componente de secuencia cero es nula, se tiene que:

$$(V_{vscd} + jV_{vscq}) - (V_{sd} + jV_{sq}) = R_f(i_d + ji_q) + j\omega L_{vsc}(i_d + ji_q) - L_{vsc}\frac{d(\Delta i_d + j\Delta i_q)}{dt} \quad (2.13)$$

de donde:

$$V_{vscd} - V_{sd} = R_f i_d - \omega L_{vsc} i_q - L_{vsc} \frac{d(\Delta i_d)}{dt} \quad (2.14)$$

$$V_{vscq} - V_{sq} = R_f i_q + \omega L_{vsc} i_d - L_{vsc} \frac{d(\Delta i_q)}{dt} \quad (2.15)$$

Entonces, como  $V_{vsc}$  es la tensión a la salida del VSC, esta puede ser controlada como en las ecuaciones (2.16) y (2.17).

$$V_{vscd} = V_{sd} + R_f i_d - \omega L_{vsc} i_q + G_{s1} \Delta i_d \quad (2.16)$$

$$V_{vscq} = V_{sq} + R_f i_q + \omega L_{vsc} i_d + G_{s1} \Delta i_q \quad (2.17)$$

Adicionalmente, el uso de la transformada de Park requiere de una frecuencia de referencia, la cual proviene de un medidor tipo PLL (*Phase-locked loop* o lazo seguidor de fase) y cuya característica principal, es que controla la componente de tensión en eje de cuadratura para ser cero, esto es, que  $V_q$  sea nulo. También, se tiene el controlador  $G_{s1}$ , el cual suele ser tipo PI.

Una forma de verificar el controlador propuesto es reemplazar las ecuaciones (2.16) y (2.17), en las ecuaciones (2.14) y (2.15), respectivamente. De donde se obtienen las ecuaciones (2.18) y (2.19), cuya solución es de la forma  $\Delta i_x = e^{-kt}$ , y que llega a cero cuando el tiempo tiende a infinito, indicando un comportamiento estable.

$$G_s \Delta i_d = -L_{vsc} \frac{d(\Delta i_d)}{dt} \quad (2.18)$$

$$G_s \Delta i_q = -L_{vsc} \frac{d(\Delta i_q)}{dt} \quad (2.19)$$

De esta manera, el lazo interno genera tensiones de referencia para el VSC.

### b) Lazo externo para seguidor de red

La función del lazo externo (con *CIDER* como seguidor de red) es generar corrientes de referencia para el lazo interno. Se pueden emplear diferentes señales como referencia del lazo externo, sin embargo, en este documento, se prefiere el uso de la potencia activa y reactiva, tal como se presenta en las ecuaciones (2.20) y (2.21).

$$P = (V_d i_d + V_q i_q) \quad (2.20)$$

$$Q = (V_q i_d - V_d i_q) \quad (2.21)$$

De donde se obtienen las ecuaciones (2.22) y (2.23).

$$i_d = \frac{PV_d + QV_q}{V_d^2 + V_q^2} \quad (2.22)$$

$$i_q = \frac{PV_q - QV_d}{V_d^2 + V_q^2} \quad (2.23)$$

### c) Lazo externo para formador de red

En una micro-red aislada debe existir por lo menos un formador de red, donde la regulación de tensión inicia por el lazo externo en el nivel cero y se complementa por los demás niveles jerárquicos. La ley de control para el lazo externo como formador red se obtiene de la figura 2.2 y en forma similar, al caso del lazo interno. Para ello, la fuente  $V_{red}$  es reemplazada por una carga y se aplica la ley de corrientes de Kirchhoff en el nodo central del arreglo LCL, de donde se obtiene la ecuación (2.24).

$$i_{abc} - i_c = i_{red} \quad (2.24)$$

Donde

$$i_{abc} - C_f \frac{dV_{s_{abc}}}{dt} = i_{red} \quad (2.25)$$

Entonces, al aplicar las mismas consideraciones que las expuestas para el lazo interno, se llega a las ecuaciones (2.26) y (2.27), las cuales entregan corrientes de referencia para el lazo interno, a partir de la tensión en el capacitor  $C_f$ .

$$i_d^* = id_{red} - \omega C_f V s_q + G s_2 \Delta V s_d \quad (2.26)$$

$$i_q^* = iq_{red} + \omega C_f V s_d + G s_2 \Delta V s_q \quad (2.27)$$

Los modos de conexión del VSC están asociados directamente con el modo de operación de la micro-red y su diseño particular puede ser estudiado en referencias como [19] [88] y [89]. Finalmente, en [88] se teoriza sobre un esquema de control tipo *supporting*, que permite al VSC, operar con un solo controlador y de forma independiente del modo de operación de la micro-red, sin embargo, tal controlador se expuso como alternativa de profundización sin presentar resultados asociados al comportamiento, implementación o ajuste.

### 2.1.2. Control primario

El control primario se encarga de regular el voltage y la frecuencia de la red, de forma local y rápida. También se usa para repartir forma adecuada, la carga entre las diferentes unidades de generación [82], lo cual se conoce como *power sharing*. Debido a su rápida acción, el control primario puede llegar a afectar la estabilidad del sistema. Por otra parte, los sistemas de comunicación se suelen ignorar en este nivel de control y se prefieren esquemas distribuidos, en los cuales son necesarias las medidas locales. El control primario tiene su principal utilidad mientras la micro-red opere de forma aislada y suele estar implementado con esquemas de control de caída (*droop control*), máquina síncrona virtual e impedancia virtual [17].

Dada la simplicidad en su implementación y su uso extendido, en esta investigación se considera el control de caída como control primario. Este método de control opera los VSC mediante una relación  $P - f$  y  $Q - V$  presentada en la figura 2.3, donde la pendiente  $m_p$  es negativa y calculada de acuerdo a la ecuación (2.28). De forma similar se realiza para el caso  $Q - V$  y se presenta en la ecuación (2.29) [19, 85, 88, 83].

$$-m_p = \frac{\omega - \omega_{ref}}{P - P_{ref}} \implies \omega = \omega_{ref} + m_p(P_{ref} - P) \quad (2.28)$$

$$-m_q = \frac{V - V_{ref}}{Q - Q_{ref}} \implies V = V_{ref} + m_q(Q_{ref} - Q) \quad (2.29)$$

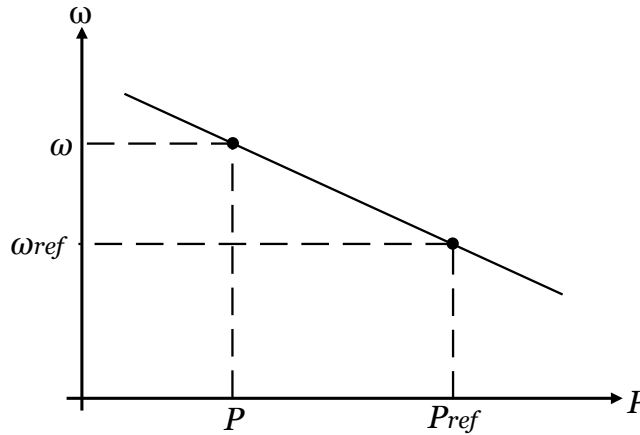


Figura 2.3: Relación lineal entre frecuencia angular y potencia activa.

De esta manera, el control primario genera tanto, la referencia de tensión empleada para el lazo externo en modo formador de red, como la frecuencia de referencia, que se utiliza para realizar las transformadas de Park necesarias.

### 2.1.3. Control secundario

El control secundario se enfoca en corregir desviaciones de estado estacionario en los valores tensión y frecuencia, que ha definido el control primario. El tiempo de actuación de este control es más lento que el control primario. Adicionalmente, el control secundario tiene efectos sobre los desbalances de tensión y compensación de armónicos [17]. Un esquema básico para la implementación del control secundario se presenta en las ecuaciones (2.30) y (2.31) [77, 84].

$$\delta\omega = k_{ps1}(\omega_{ref} - \omega_{red}) + k_{is1} \int (\omega_{ref} - \omega_{red}) dt \quad (2.30)$$

$$\delta V = k_{ps2}(\omega_{ref} - \omega_{red}) + k_{is2} \int (\omega_{ref} - \omega_{red}) dt \quad (2.31)$$

### 2.1.4. Control terciario

El control terciario tiene la respuesta más lenta de todos los niveles del control jerárquico y tiene objetivos globales y económicos para operar la la micro-red de forma óptima, tanto en modo conectado como en modo aislado. En esta capa de control se incluye la coordinación de múltiples micro-redes, manejo de reactivos en el punto de conexión, respuesta de la demanda, comercio en el mercado de energía, flujo de carga óptimo y despacho de unidades generadoras

[82, 84, 85]. Allí, puede limitar la generación de los DERs a niveles inferiores de los disponibles [20].

## 2.2. Medición de frecuencia

El proceso de medición de frecuencia es de gran importancia en la implementación y análisis de la micro-red, y especialmente crítico para los convertidores seguidores de red, los cuales necesitan una referencia adecuada de frecuencia para que el control asociado pueda realizar la transformada de Park de forma correcta. Lo anterior, permite una correcta sincronización del VSC con la red principal (generador *swing*), y el control del VSC puede enfocarse solamente en la regulación de la potencia que se intercambia con la micro-red. Por otra parte, en el caso de los formadores de red, la medición de frecuencia puede pasar a un segundo plano debido a que los controles primario y secundario se encargan de generar la referencia de frecuencia que sigue el VSC, sin embargo, es conveniente implementar un medidor de frecuencia para monitorear las variables del sistema.

Así pues, la forma más común de obtener una medición de frecuencia se basa en el lazo seguidor de red o PLL por las siglas *Phase-locked loop*. El PLL es básicamente un oscilador controlado que adquiere y filtra la fase de una señal de entrada, en el caso de interés, es una señal trifásica de tensión. Los PLL han mejorado su proceso de detección con los años e incluso cambiaron para ser FLL *Frequency-locked loop*, donde se obtiene la frecuencia en vez de la fase de la señal de entrada. Para esta investigación es indiferente tener una frecuencia o una fase pues ambas son variables similares y una se pueden obtener a partir de la otra. Así, entre los medidores de fase o frecuencia con mejor desempeño, se encuentra el SRF-PLL (*synchronous reference frame - phase locked loop*) y el DSOGI-FLL (*Dual second order generalised integrator - frequency locked loop*). En este documento se considera el SRF PLL debido al adecuado funcionamiento bajo condiciones balanceadas, lo cual se validó respecto a otros medidores y se presentó como resultado parcial de esta investigación en una ponencia de conferencia [79].

## 2.3. Recursos energéticos distribuidos (DERs)

De acuerdo [90], los DERs son cualquier tipo de recurso en el sistema de distribución que produzca electricidad y no se considere como parte del sistema de transmisión, además, indica que los DER son recursos localizados dentro de los límites de una empresa comercializadora



o distribuidora, lo que permite incluir elementos como: generación distribuida, sistemas de almacenamiento de energía, estaciones de recarga de vehículos eléctricos, cogeneradores y plantas de emergencia. En esta investigación, se consideran los siguientes DER: sistemas de almacenamiento con baterías, generación eólica y generación solar, donde la capacidad máxima utilizada es de 100 [kW], y que corresponde a la capacidad máxima que tiene un generador para ser considerado del tipo distribuido en Colombia [91].

### 2.3.1. Sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS)

Los BESS obtienen energía eléctrica a través de las reacciones químicas que se producen en un conjunto de celdas electroquímicas. Estas reacciones pueden ser reversibles o no reversibles, siendo las primeras, las que conceden la característica de recargable a una batería.

Entre los diferentes componentes utilizados para la fabricación de baterías, se tienen las de ácido plomo, ion de litio, níquel cadmio y sodio azufre. Lo anterior, se detalla en [92], donde se presenta una revisión de los tipos de baterías utilizados a gran escala. Entre las consideraciones que presenta, se aclara que las baterías de plomo ácido son muy utilizadas por ser las más antiguas y económicas, pero son muy lentas, de corta vida útil, no pueden descargarse completamente y sus componentes son altamente tóxicos. Por otra parte, en [93] se indica que el costo de las baterías ion de litio puede ser más alto que para otros tipos de baterías, pero son las que mayores prestaciones presentan. Así mismo, en [94] se indica que el tiempo de respuesta de las baterías puede ser del orden de segundos, pero la descarga puede durar horas.

Las baterías son sistemas que almacenan considerables cantidades de energía con bajos niveles de potencia [95]. Es decir, pueden suministrar energía durante mucho tiempo, pero no pueden entregar picos de potencia muy altos. De igual manera, hay características como la rampa de carga y descarga de la batería [43], las cuales limitan la potencia instantánea que puede suplir o entregar la batería.

En cuanto al modelo de la batería empleado, se usa una fuente de tensión dependiente, conectada en serie con una resistencia, como se presenta en [1] y corresponde a una modificación de la ecuación de Shepherd, publicada en 1965 y ampliamente utilizada [96, 97, 98, 99, 100]. El modelo en [1] se presenta en la ecuación (2.32), y puede representar la carga y descarga de hasta 4 tipos de batería (ácido-plomo, ion de litio, níquel-cadmio y metalhidruro de níquel). La diferencia entre los tipos de batería se representa por medio de los parámetros de la fuente dependiente, los cuales se pueden obtener por medio de curvas suministradas por el fabrican-

te. A modo de ejemplo, se presenta en la tabla 2.1, la parametrización de 4 tipos diferentes de baterías. Adicionalmente, la figura 2.4 muestra gráficamente el modelo empleado.

$$V_{bateria} = E_o - K \frac{M}{(M - it)} + A^{-B} it \quad (2.32)$$

En la ecuación (2.32), los parámetros dependientes del tipo de batería son  $E_o$ ,  $K$ ,  $A$ ,  $B$  y  $M$ , donde esta última representa la capacidad de la batería en  $[Ah]$ , mientras que el término  $it$  es la carga actual de la batería definida como la integral de la corriente ( $\int_0^t i_{bateria} dt$ ). De esta manera, al considerar la resistencia interna de la batería y la relación de la ecuación (2.33) para obtener el estado de carga (SoC) actual, se puede expresar la ecuación (2.32) como en (2.34).

$$SOC = \frac{M - it}{M} \quad (2.33)$$

$$V_{bateria} = E_o - K \frac{1}{SOC} + A^{-BQ(1-SOC)} + R_{interna} i_{bateria} \quad (2.34)$$

Tabla 2.1: Parámetros para diferentes baterías. Tomado de [1]

Tipo	Ácido plomo	NiCd	Li-ion	NiMH
Parámetros	12V 1.2Ah	1.2V 1.3Ah	3.6V 1Ah	1.2V 6.5Ah
$E_o(V)$	12.6463	1.2505	3.7348	1.2848
$R(\Omega)$	0.25	0.023	0.09	0.0046
$K(V)$	0.33	0.00852	0.00876	0.01875
$A(V)$	0.66	0.144	0.468	0.144
$B(Ah)^{-1}$	2884.61	5.7692	3.5294	2.3077

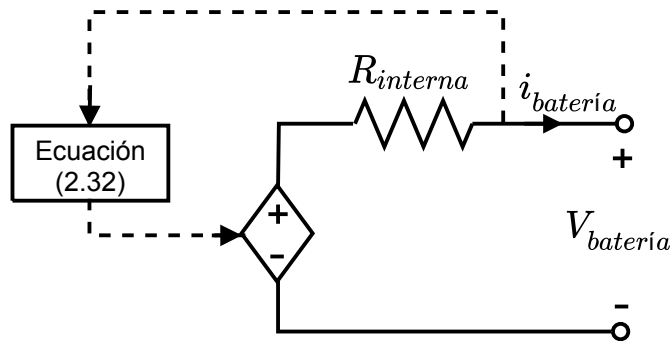


Figura 2.4: Modelo no lineal de la batería. Adaptado de [1]

### 2.3.2. Generación eólica

Para la generación eólica, un elemento que debe tenerse en consideración, es el generador empleado, pues este define otros elementos o costos asociados. En [5] se menciona que las turbinas que se construyen sin caja de cambios (*gearless*), son más apetecidas, debido a que aumentan significativamente la vida útil del sistema de generación. De otra manera, el generador más utilizado es el motor de inducción doblemente alimentado, el cual pierde terreno, al existir una tendencia marcada con el generador síncrono de imanes permanentes (este tipo máquinas operan a un factor de potencia mayor pues no requieren corriente de magnetización [2]). De igual manera, la generación pasa de ser de velocidad fija a velocidad variable, la cual presenta muchas ventajas operativas [4].

En [101] se considera la generación eólica variable por medio de una máquina síncrona, la cual se encuentra conectada a la red, mediante dos convertidores consecutivos denominados *back-to-back*. En general, las configuraciones *back-to-back* mantienen la operación en el máximo punto de potencia y transforman la frecuencia generada para que coincida con la utilizada en la red principal. De esta forma, los convertidores son elementos indispensables en la generación eólica de velocidad variable. Un esquema que representa los elementos presentes en la generación a velocidad variable, se aprecia en la figura 2.5.

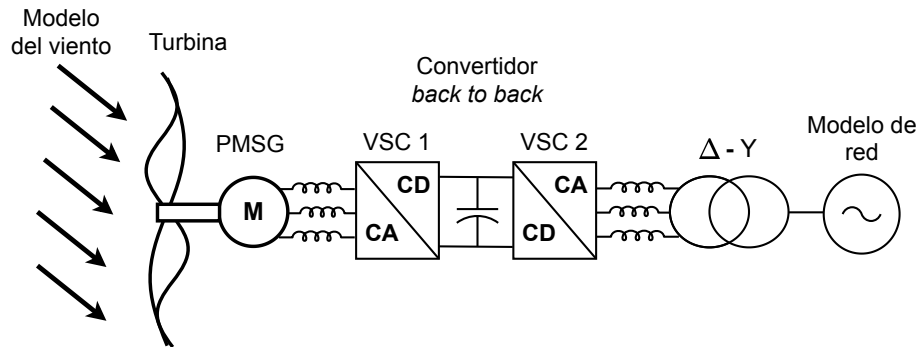


Figura 2.5: Generador eólico de velocidad variable. Adaptado de [2]

En [102] se tiene un análisis detallado sobre los tipos de generadores eólicos y su acople a la red, donde se menciona que las turbinas de velocidad variable se clasifican como tipo D. De estas, las que implementan máquinas síncronas de imanes permanentes (PMSG), son preferibles debido a que no tienen pérdidas por rozamiento en anillos, menor ruido, ausencia de excitación y no se requiere caja de velocidades.

### a) Turbina eólica

La potencia que puede extraerse del viento se expresa como en la ecuación (2.35), tal como es señalado en [3]. Una de sus principales características es que depende de la velocidad del viento al cubo, lo que indica una dependencia no lineal bastante importante. También, debe considerarse la eficiencia o coeficiente de desempeño, que indica la cantidad de energía que se transfiere a las aspas ( $C_p$ ). El coeficiente de desempeño puede oscilar idealmente entre 0 - 100 %, no obstante, existe un límite teórico dado por la ley de Betz [103], lo cual se detalla más adelante.

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho C_p A V^3 \quad (2.35)$$

En donde  $\rho$  es la densidad del aire,  $C_p$  es el coeficiente de desempeño de la turbina,  $A$  es el área que cubren las aspas y  $V_{wind}$  es la velocidad con que fluye el viento.

El coeficiente de desempeño es variable respecto a muchos factores, entre ellos la velocidad del rotor y la velocidad en la parte externa de las aspas, esta última se denomina *tip speed ratio* y se representa con el símbolo  $\lambda$ . A modo de ejemplo, la figura 2.6 presenta el coeficiente de desempeño respecto a  $\lambda$  y para diferentes tipos de turbina [3].

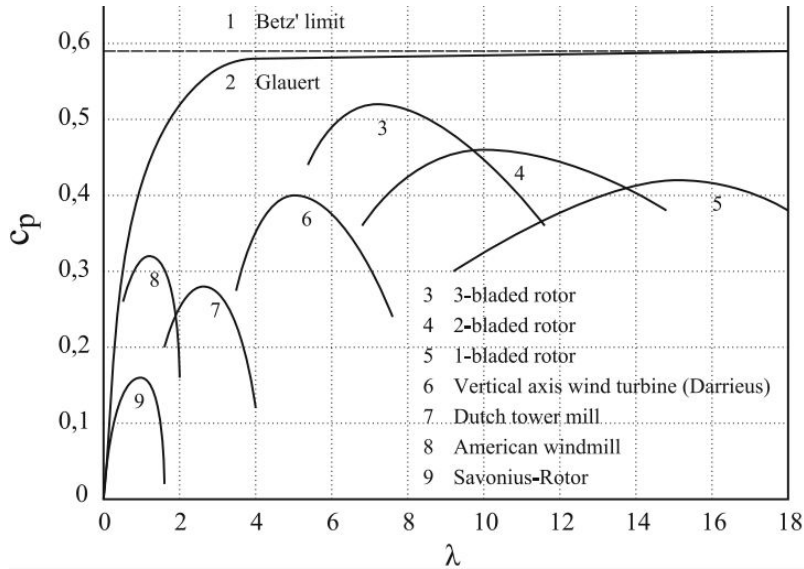


Figura 2.6: Eficiencia para diferentes turbinas de viento. Tomado de [3]

De esta manera, el coeficiente de desempeño no supera el 59.26 % (Límite de Betz), y se da porque el viento no se detiene al chocar contra las aspas. Sin embargo, en [104] se indica

que las turbinas reales no alcanzan este límite sino que oscilan entre 40 - 45 %. En [105] se respalda este rango al mencionar un valor máximo de 45 %.

De forma similar, en [5] se detalla el modelado de diferentes tipos de generadores, donde el coeficiente de desempeño se expresa en función de  $\lambda$  y  $\beta$ . El valor de  $\lambda$  se calcula como en la ecuación (2.36), mientras que  $\beta$  representa el ángulo de inclinación de las aspas respecto al viento, conocido como *pitch angle* y que permite operar con un coeficiente de desempeño más bajo.

$$\lambda = \frac{\omega_{turb} R}{V_{wind}} \quad (2.36)$$

Donde  $\omega_{turb}$  es la velocidad angular del rotor,  $R$  es el radio de las aspas y  $V_{wind}$  es la velocidad del viento.

Las ecuaciones (2.37) y (2.38) presentan el coeficiente de desempeño de una turbina eólica, donde las constantes asociadas dependen de la estructura de la turbina y suelen ser dadas por el fabricante [101].

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_2} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_2}} + c_6 \lambda \quad (2.37)$$

$$\frac{1}{\lambda_2} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (2.38)$$

A modo de ejemplo, [2] utiliza como constantes:  $c_1 = 0.5176$ ,  $c_2 = 116$ ,  $c_3 = 0.4$ ,  $c_4 = 5$ ,  $c_5 = 21$ ,  $c_6 = 0.0068$ . De manera similar, como referencia sobre la longitud de las aspas, una turbina de 2.5 MW tiene un diámetro de 84 [m] y una velocidad en el rotor entre 8 y 16 *rpm* [4].

En cuanto al ángulo de las aspas, durante la operación normal no debe existir actuación del mecanismo. Lo anterior, debido a que su propósito es reducir la eficiencia de la turbina ante condiciones de viento muy fuertes, evitando daños por sobreesfuerzos mecánicos. Por ello, salvo que la velocidad del viento sea mayor a una velocidad de corte o máxima permitida, el ángulo de las aspas es cercano a cero. El ángulo de las aspas varía mecánicamente por medio de actuadores instalados en cada aspa, donde la velocidad del actuador va desde 18 °/s en turbinas de 600 kW, hasta 8 °/s en turbinas de 5 MW [5]. En [4] por otra parte, se indica un rango promedio entre 3 - 10 °/s.

El control del ángulo de las aspas puede hacerse por medio de un controlador proporcional o proporcional-integral, lo anterior, siempre que se respeten las tasas de cambio de los actuadores y la dinámica de los mismos. Un esquema de control simplificado en donde solo se usa el control proporcional, se propone en [4] y se aprecia en la figura 2.7. También, se tiene que el control integral, cuya ventaja es llevar el error de estado estacionario a cero, no es tan aplicable debido a que la variabilidad del viento hace que el sistema nunca este en un verdadero estado estable. Algunas constantes para el control de la figura 2.7 se presentan en [102].

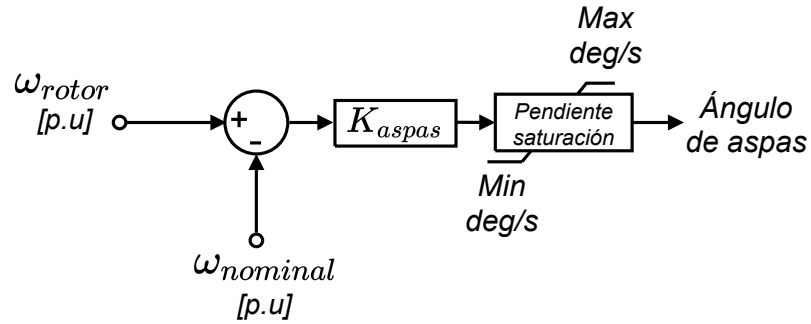


Figura 2.7: Esquema de control proporcional para el ángulo de las aspas. Adaptado de [4].

Por otro lado, en las turbinas de velocidad variable se tienen dos velocidades principales: velocidad en el rotor de la máquina y velocidad del viento. Así, la curva que describe la generación para diferentes velocidades en el rotor, no es lineal y al cruzarla con la velocidad del viento, se obtiene una familia de curvas que describen la generación eólica, tal familia de curvas se aprecia en la figura 2.8), donde la operación deseada se encuentra a lo largo del punto de máxima potencia, el cual se calcula por medio de un algoritmo seguidor del máximo punto de potencia o algoritmo MPPT por las siglas *Maximum power point tracking*.

Adicionalmente, la figura 2.9 presenta el coeficiente de desempeño respecto a  $\lambda$  para turbinas de velocidad variable, donde se tiene un valor de  $\lambda$  óptimo (alrededor de 8.1), para el cual se tiene un máximo coeficiente de desempeño. Así, un MPPT encuentra para la ecuación (2.6), una velocidad en el rotor ( $\omega_{turb}$ ), tal que  $C_p$  sea máximo.

Un MPPT sencillo se obtiene al hacer un análisis enfocado en la potencia, para lo cual se requiere la velocidad del rotor y las características de la turbina. De esta manera, se obtiene una ecuación simplificada considerando la operación óptima del sistema eólico y que se presenta a continuación de acuerdo a [6].

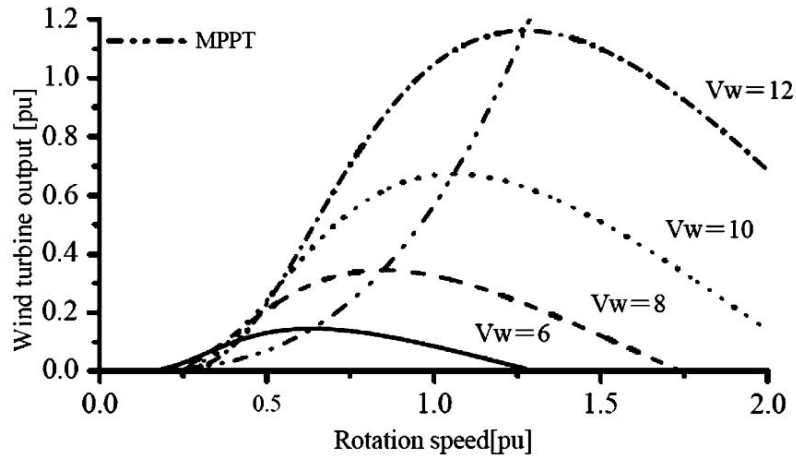


Figura 2.8: Familia de curvas para sistema de generación eólico a velocidad variable. Tomado de [5].

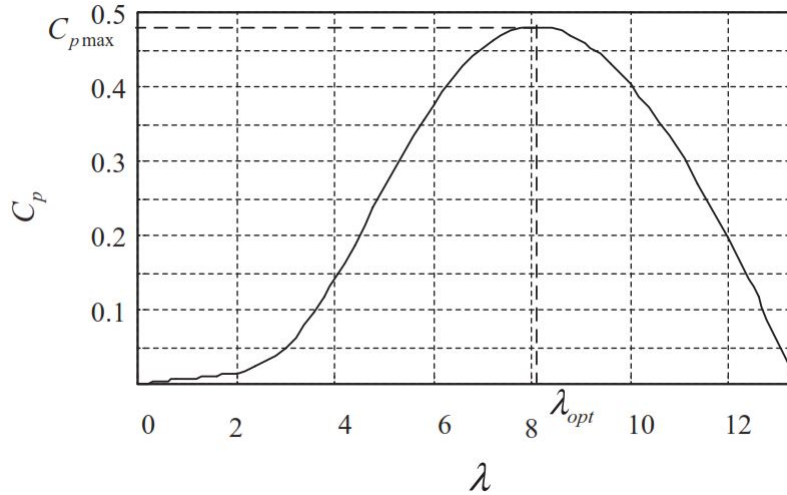


Figura 2.9: Eficiencia vs  $\lambda$ . Tomada de [6].

Inicialmente se tiene el área barrida por las aspas, presentada en la ecuación (2.39), y  $V_{wind}$  a partir de la ecuación (2.36).

$$A = \pi R^2 \quad (2.39)$$

Luego, se reemplaza  $A$  y  $V_{wind}$  en la ecuación (2.35), llegando a la ecuación (2.40) al considerar operación óptima.

$$P_{opt} = \rho \pi R^5 C_{pmax} \frac{\omega_{opt}^3}{2\lambda_{opt}^3} = k_{opt} \omega_{opt}^3 \quad (2.40)$$

En donde  $k_{opt}$  depende exclusivamente de las características físicas de la turbina y se convierte en 1 al considerar valores  $[p.u]$ , lo que facilita la implementación.

Así, los MPPT aplicados a la generación eólica de velocidad variable pueden ser profundizados en [6], donde se mencionan algunas ventajas y desventajas de la constante  $k_{opt}$ , como que la aerodinámica de la turbina puede cambiar con el tiempo, haciendo que  $k_{opt}$  real varíe en el tiempo.

### b) Máquina síncrona

En el caso del generador para aplicaciones eólicas, el modelo de segundo orden refleja las condiciones dinámicas de una máquina rotativa y es el considerado en esta investigación, debido a su amplia utilización [101] [106]. El modelo de segundo orden fue detallado en [8] y se aprecia en la ecuación (2.41).

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} + D \frac{d\theta_m}{dt} = T_m - T_e \quad ; \quad \frac{d\theta_m}{dt} = \omega \quad (2.41)$$

Donde  $J$  es la inercia del rotor,  $D$  es el coeficiente de amortiguamiento, y  $T_m$  y  $T_e$  son el torque mecánico y eléctrico respectivamente.  $D$  puede ser utilizado como se tiene en [2] y [107]. Sin embargo, también puede ser ignorado al tomar  $D = 0$ . Así, se puede normalizar la ecuación (2.41) de forma más directa, donde se multiplican los términos de la ecuación (2.41) con la velocidad base, para luego dividirlos sobre la potencia base, obteniendo la ecuación (2.42).

$$2H \frac{d\omega_{p.u}}{dt} = P_{m \text{ p.u}} - P_{e \text{ p.u}} \quad ; \quad \frac{d\theta_m}{dt} = \omega \quad (2.42)$$

Donde  $H$  está en segundos y representa la respuesta inercial del arreglo turbina - generador.

### 2.3.3. Generación solar

La generación solar se documenta de forma muy completa en [7], donde se llega a un modelo circuital que considera un diodo y equivalentes resistivos serie y paralelo, también aplicado en [39].

En general, los paneles solares se construyen con materiales semiconductores, donde la eficiencia de un panel puede ser tan baja como el 10 % [107]. Dado el uso de semiconductores, se tiene una representación circuital de la célula fotovoltaica como se presenta en la figura 2.10 y en la ecuación (2.43), donde se tiene una resistencia serie ( $R_s$ ), y una paralelo ( $R_p$ ),



asociadas a las pérdidas de energía y corrientes de fuga, respectivamente.

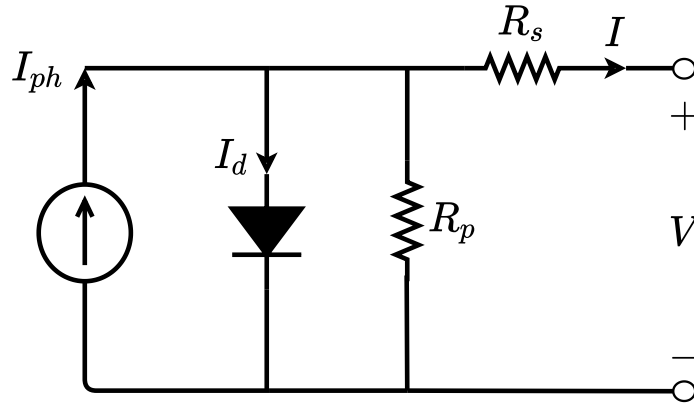


Figura 2.10: Modelo no ideal simplificado de un panel fotovoltaico. Adaptado de [7].

$$I_{PV} = I_{ph} - I_s \left[ e^{\frac{(V_{PV} + I_{PV} R_s)}{A_q V_T}} - 1 \right] - \frac{V_{PV} + I_{PV} R_s}{R_p} \quad (2.43)$$

Donde  $I_{PV}$  es la salida de corriente del panel,  $I_{ph}$  es la corriente interna del panel y depende directamente del nivel de irradiancia ( $E$ ),  $I_s$  es la corriente de saturación del diodo,  $A_q$  el factor propio del diodo y  $V_T$  es una tensión asociada a la temperatura.

De esta manera, el comportamiento ideal de la célula es como en la figura 2.11, en la cual se considera una corriente generada de forma constante ( $I_{ph}$ ) y una tensión de polarización creciente. Al aumentar la tensión de polarización, la corriente que fluye hacia la carga ( $I$ ), disminuye en la medida que la corriente fluye a través del diodos ( $I_d$ ).

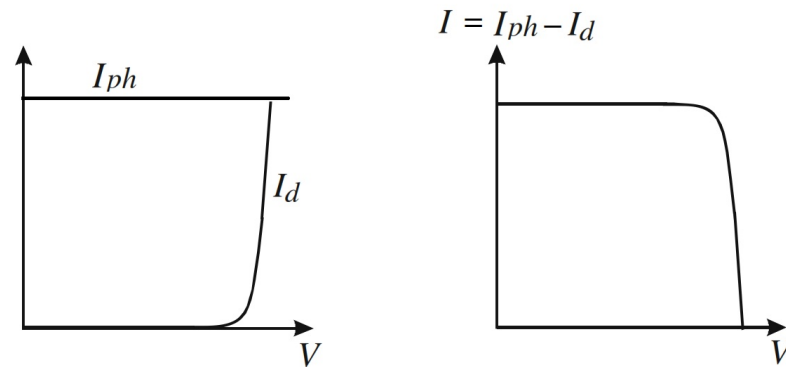


Figura 2.11: Curva característica de una célula fotovoltaica. Adaptada de [7].

Para una célula o panel fotovoltaico, se tiene una curva característica como la mostrada en la

parte derecha de la figura 2.11. De donde se pueden determinar parámetros como corriente de cortocircuito, tensión en circuito abierto y el máximo punto de potencia (ubicado en el codo de la curva I-V y que se denomina  $I_{MP}$  y  $V_{MP}$ ).

Adicionalmente, en [8] se mencionan otras consideraciones respecto a la conexión de múltiples paneles, lo que aumenta la tensión de circuito abierto (al conectar paneles en serie), y la corriente de cortocircuito (al conectar paneles en paralelo), esto permite obtener granjas solares con capacidades de varios MW.

Al considerar el cambio en la irradiancia ( $I_{rr}$ ), de un sistema fotovoltaico, se tienen cambios proporcionales en la salida de potencia del sistema, tal como en la figura 2.12 y donde se tienen pequeñas variaciones en la tensión  $V_{MP}$ . Así, los algoritmos MPPT para el caso solar se enfocan en controlar la tensión  $V_{MP}$ , ejemplos pueden ser consultados en [108, 40, 41, 109], sin embargo, dada su complejidad y a que no son parte fundamental del alcance de esta investigación (enfocada en la influencia del recurso primario y el modelo de generación), se opta por no incluir un algoritmo MPPT solar.

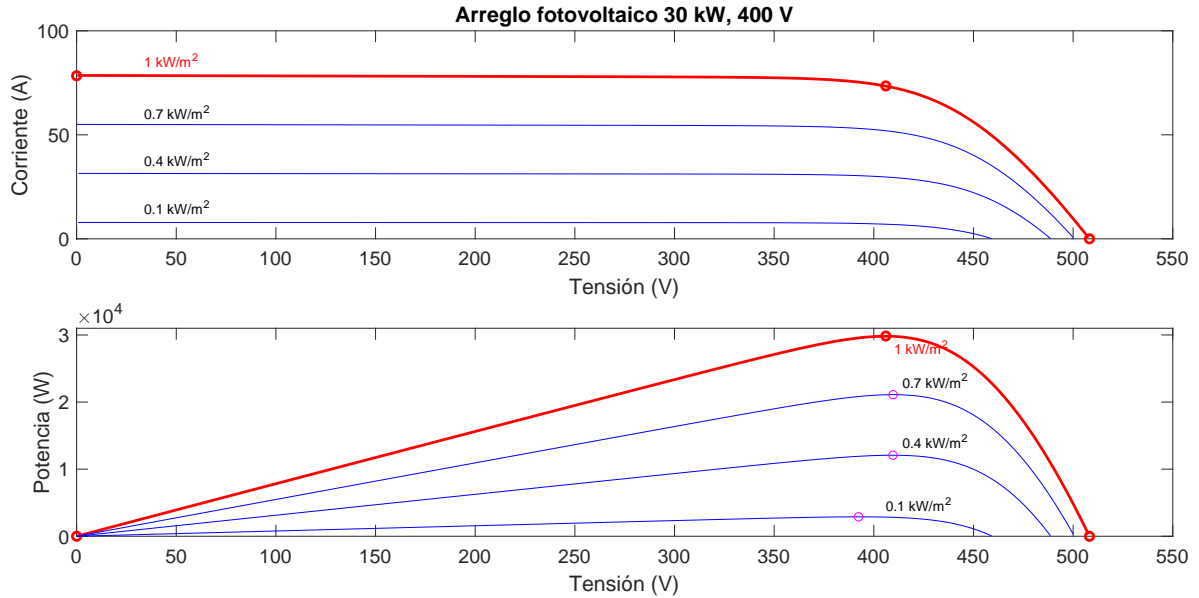


Figura 2.12: Familia de curvas al variar irradiancia en un sistema de generación solar.

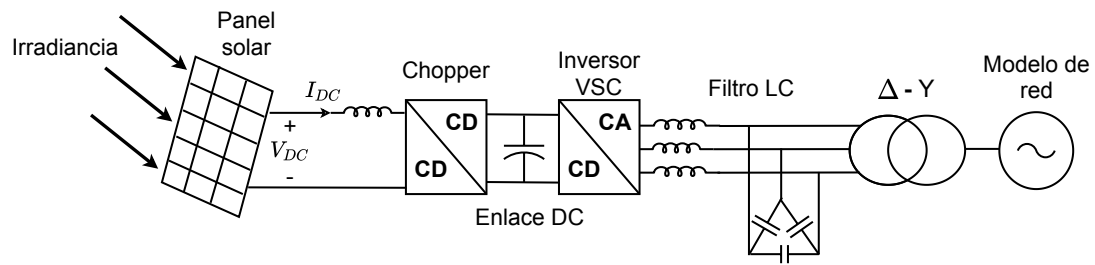


Figura 2.13: Elementos presentes en un sistema de generación fotovoltaica. Adaptado de [8].

Finalmente, en la figura 2.13 se aprecia un ejemplo de los elementos involucrados en un sistema de generación solar, la cual forma parte de la información recopilada y presentada en [8].

## Capítulo 3

# Obtención de los mejores parámetros de control

En este capítulo se presentan las consideraciones y los resultados relacionados con la aplicación de un proceso de optimización, para obtener los mejores parámetros de ajuste de los controles nivel cero y uno, los cuales son necesarios para la adecuada operación de los diferentes CIDERs, dentro de una micro-red.

### 3.1. Generalidades de la optimización por enjambre de partículas (PSO)

El PSO se describe brevemente en esta sección y puede ser profundizado en documentos como [110, 111] y [112].

Propuesto inicialmente en 1995, el PSO es una técnica basada en el comportamiento natural de los enjambres, es decir, múltiples individuos exploran un espacio determinado para encontrar el mejor punto de alimentación. Así, cada individuo tiene su propia ruta de búsqueda, pero también tiene en cuenta el mejor punto encontrado por el enjambre, por lo que tiende a no alejarse de este. Así, el PSO tiene dos tipos de conciencia (memoria): una individual, donde cada individuo tiene conciencia del mejor punto encontrado y la velocidad a la que debe moverse; y la otra grupal, donde el enjambre como tal, tiene conciencia del mejor punto encontrado.

Matemáticamente y en el caso de interés, se tiene la siguiente expresión [111]:

$$\begin{aligned}
&\text{Dado} \quad f : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R} \\
&\text{Encontrar} \quad \tilde{\mathbf{x}} \in \mathbb{R}^n \text{ tal que } f(\tilde{\mathbf{x}}) \leq f(\mathbf{x}), \forall \mathbf{x} \in \mathbb{R}^n \\
&\text{sujeto a} \quad \mathbf{x}_{min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{max}
\end{aligned} \tag{3.1}$$

De esta manera, se tiene una función  $f$  a minimizar, la cual arroja un escalar que depende de un vector de parámetros  $\mathbf{x}$ , el cual se encuentra en  $\mathbb{R}^n$  y dentro de un espacio limitado por  $\mathbf{x}_{min}$  y  $\mathbf{x}_{max}$ .

Ahora bien, el aporte del PSO es decidir en cada momento o iteración ( $k$ ), la forma en que cambia  $\mathbf{x}$  y los valores que toma, además, define  $i$  individuos que conforman el enjambre. En cada iteración, un individuo tiene asociado una posición  $\mathbf{x}$ , una velocidad de movimiento  $\mathbf{v}$ , una función objetivo resultado de evaluar  $f(\mathbf{x})$ , y una memoria local que contiene la mejor posición encontrada hasta el momento. Además, el enjambre tiene una memoria global que indica la mejor posición encontrada entre todos los individuos. Así, el proceso realizado por el PSO se presenta en las ecuaciones (3.2) y (3.3).

$$\mathbf{v}_i(k+1) = \omega \mathbf{v}_i(k) + c_1 r_1 [\hat{\mathbf{x}}_i - \mathbf{x}_i(k)] + c_2 r_2 [GB - \mathbf{x}_i(k)] \tag{3.2}$$

$$\mathbf{x}_i(k+1) = \mathbf{x}_i(k) + \mathbf{v}_i(k+1) \tag{3.3}$$

Donde  $\mathbf{v}_i(k)$  es la velocidad (tasa de cambio), del individuo  $i$  en la iteración  $k$ , la cual es necesaria para el proceso de exploración del espacio de búsqueda;  $\omega$  es un coeficiente inercial que indica la proporción de  $\mathbf{v}_i(k)$  que se conserva para la próxima iteración;  $c_1$  es un coeficiente cognitivo e indica la probabilidad de que un individuo se mueva hacia su mejor posición;  $c_2$  es un coeficiente social y hace que un individuo prefiera moverse hacia la mejor posición del enjambre;  $r_1$  y  $r_2$  son valores aleatorios, distribuidos uniformemente entre 0 y 1, y hacen que los coeficientes cognitivo y social varíen en cada iteración;  $\hat{\mathbf{x}}_i$  es la mejor posición encontrada por el individuo  $i$  y finalmente,  $GB$  es la mejor posición que ha encontrado el enjambre.

El proceso iterativo continúa hasta que se cumplan criterios de parada, como la tolerancia de la función objetivo y el número de iteraciones.

### 3.2. Proceso de ajuste para el esquema de control requerido

Como se mencionó en la sección 2.1, las micro-redes requieren de diferentes etapas de control para operar adecuadamente; entre ellas, es de vital importancia ajustar los niveles cero y uno, que están a cargo del funcionamiento interno y estable del VSC. Los niveles cero y uno se ajustan por medio de controles tipo PI, por tal razón, se requieren 6 parámetros para el caso formador de red y se encuentran divididos así: un conjunto PI para el lazo interno, uno para el lazo externo y dos constantes proporcionales para el control de caída. Por otra parte, el VSC seguidor de red requiere dos parámetros, los cuales corresponden al conjunto PI del lazo interno. Lo anterior, se ilustra de mejor manera en las figuras 3.1 y 3.2, donde se representan los esquemas de control para un formador de red y un seguidor de red, respectivamente.

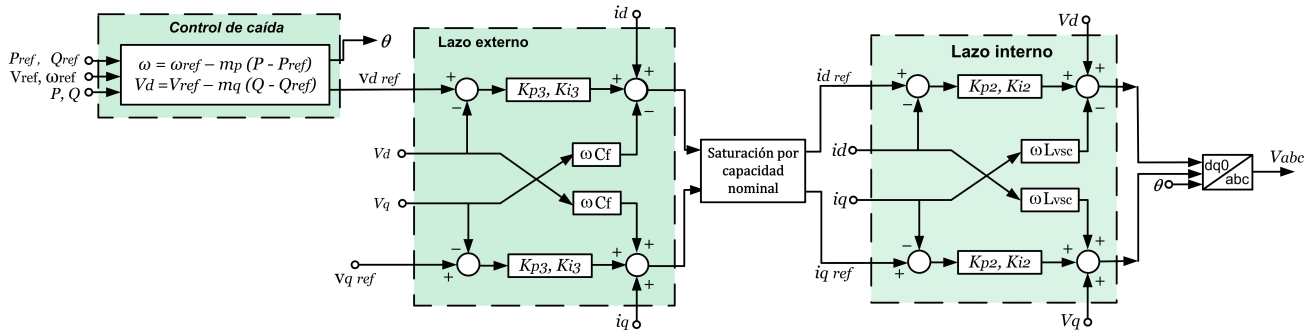


Figura 3.1: Control para un VSC formador de red.

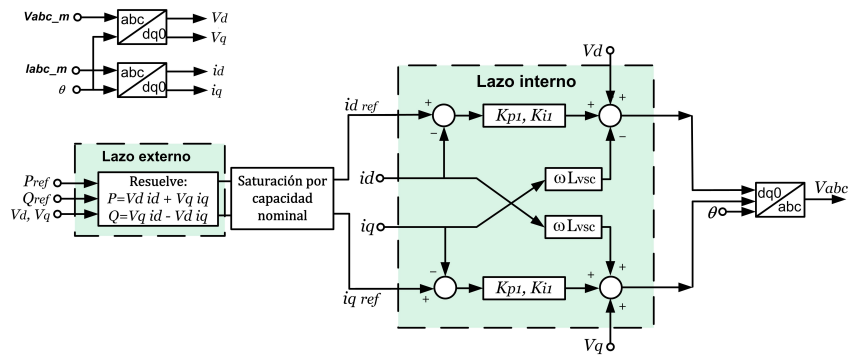


Figura 3.2: Control para un VSC seguidor de red.

Para el caso del sistema de prueba presentado en el apéndice A, que está compuesto por 5 CIDERS, se deben encontrar 10 parámetros para la operación en modo conectado (5 seguidores de red), y 14 parámetros para el modo de operación aislado (4 seguidores de red

y un formador de red). Por ello, se prefiere el uso de grupos de ajuste, de modo que los CIDERs que pertenecen a un mismo grupo, tienen los mismos parámetros de ajuste. De ahí, el número de parámetros que se necesitan para ajustar el control de los diferentes CIDERs, se expresa como en la ecuación (3.4), donde el modo de operación conectado tiene  $Gr_{seguidor} = 2$  y  $Gr_{formador} = 0$ , mientras que el modo de operación aislado tiene  $Gr_{seguidor} = 2$  y  $Gr_{formador} = 1$ .

$$N_{par} = 2Gr_{seguidor} + 6Gr_{formador} \quad (3.4)$$

En esta estrategia, se propone determinar los parámetros de control, de modo que se considere la mayor cantidad de situaciones operativas de la micro-red. Lo anterior se logra por medio de las medidas en el PCC de cada CIDER, las cuales contienen la respuesta del mismo, al considerar los esquemas de control, filtro, medidor de frecuencia, líneas y cargas distribuidas, otros CIDER y perturbaciones de red. Si bien, es posible obtener un modelo exacto que incluya tales elementos, la complejidad del mismo puede elevarse significativamente, como sucede en [54] para un sistema basado en el IEEE de 37 barras, cuya operación en modo conectado y con 7 VSCs, tiene un modelo completo de orden 225.

Debido a lo anterior, para encontrar los mejores parámetros de control, se prefiere el uso de técnicas no exactas, las cuales son comunes en este tipo de aplicaciones e incluyen algoritmos genéticos [76], optimización de lobos grises [42], optimización por enjambre de partículas [64], recocido simulado [113], entre otros [63]. Si bien es posible aplicar cualquiera de dichas estrategias para obtener parámetros de ajuste adecuados, se opta por el PSO para ejemplificar el proceso. Adicionalmente a lo anterior, debido a resultados preliminares, esta estrategia se ajustó y validó, tal como se presenta en un producto de esta investigación, disponible en [78]. De esta manera, para usar el PSO de la sección 3.1 como una estrategia para encontrar los mejores parámetros de ajuste, se tienen las siguientes consideraciones:

- a) La función a optimizar es  $f(\mathbf{x}) : \mathbb{R}^4 \rightarrow \mathbb{R}$  y  $f(\mathbf{x}) : \mathbb{R}^{10} \rightarrow \mathbb{R}$ , para la micro-red que opera en modo conectado y aislado, respectivamente. Lo anterior, debido que en los casos de operación conectada y aislada, se usan de forma respectiva, 4 y 10 parámetros para modificar las medidas en el PCC de cada CIDER, las cuales son usadas para el cálculo  $f(\mathbf{x})$ .
- b)  $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^4$  para el caso conectado, donde  $\mathbf{x} = [K_{P1}Gr_1, K_{I1}Gr_1, K_{P1}Gr_2, K_{I1}Gr_2]$ . En el caso de operación aislada se tiene  $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^{10}$ , con  $\mathbf{x} = [K_{P2}Gr_1, K_{I2}Gr_1, K_{P3}Gr_1, K_{I3}Gr_1, m_pGr_1, m_qGr_1, K_{P1}Gr_2, K_{I1}Gr_2, K_{P1}Gr_3, K_{I1}Gr_3]$ , donde valores para  $K_{P1}$ ,  $K_{I1}$  se asocian con el lazo interno del control seguidor de red, mientras que  $K_{P2}$ ,  $K_{I2}$  y

$K_{P3}$ ,  $K_{I3}$ , se asocian respectivamente con el lazo interno y externo del control formador de red.

- c) Mientras el vector  $\mathbf{x}$  contiene los parámetros de control para los diferentes grupos de CIDERs, el vector  $\mathbf{v}$  contiene las tasas de cambio de tales parámetros entre una iteración y otra.

Adicionalmente, el PSO emplea una población de individuos en lugar de un solo individuo para realizar el proceso de exploración del espacio de búsqueda; por ello, se reservan varios individuos de la población como puntos iniciales o puntos guía para el proceso de optimización. Estos puntos iniciales se obtienen de trabajos previos [78], ajustes exitosos de trabajos similares [42, 47, 19, 44, 62], y ajustes para micro-redes similares al sistema de prueba usado.

Un esquema general del proceso que realiza el PSO para encontrar el mejor conjunto de parámetros de ajuste, se presenta en la figura 3.3.

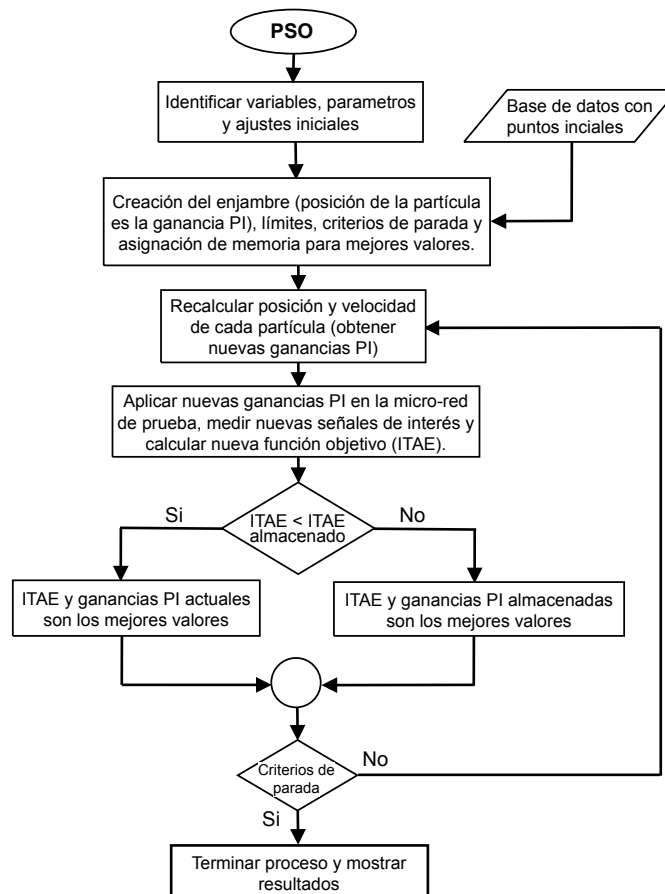


Figura 3.3: Algoritmo empleado para la ejecución del PSO.



### 3.3. Resultados asociados al proceso de ajuste del control.

Las pruebas realizadas durante el proceso de ajuste del control de los diferentes CIDERs, corresponden principalmente a tres de tipos: 1) Selección de señales de interés para la obtención de la función objetivo; 2) Validación de la influencia de los puntos iniciales suministrados al algoritmo de optimización; y 3) Obtención de los mejores parámetros de ajuste para los CIDERs de la micro-red de prueba. Lo anterior, al considerar una función objetivo basada en el ITAE (coeficiente de desempeño basado en el error absoluto ponderado con el tiempo), el cual se presenta de forma básica en la ecuación (3.5).

$$ITAE = \int_0^{\infty} t |e(t)| dt \quad (3.5)$$

Donde  $e(t)$  es el error obtenido al comparar una señal de referencia con una señal medida y en el tiempo  $t$ .

Como primer paso, se explora sobre la pertinencia de diferentes medidas en el proceso de cálculo de la función objetivo, lo anterior, considerando dos escenarios principales: 1) Señales en el marco de referencia  $dq0$ ; y 2) Señales de referencia en el dominio del tiempo. Adicionalmente, cuando se considera la micro-red en modo aislado, se adiciona error en la frecuencia de la micro-red.

La figura 3.4 presenta los resultados obtenidos durante el modo de operación aislado y al considerar los dos escenarios mencionados. Con el escenario 1, el cual considera señales en el marco de referencia  $dq0$ , se obtienen mejores resultados tanto en la magnitud de la respuesta ante perturbaciones, como en el tiempo de estabilización.

Como segundo paso, la solución que entrega el algoritmo de optimización está influenciada por los puntos iniciales considerados, los cuales contribuyen a obtener una solución global en vez de local. La influencia de los puntos iniciales puede apreciarse en la figura 3.5, la cual presenta la evolución de la función objetivo al usar una micro-red similar al sistema de prueba presentado en el apéndice A, cuando se consideran o ignoran los puntos iniciales en el algoritmo de optimización. Según los resultados, se aprecia que tanto la velocidad de convergencia como el valor de la función objetivo, es mejor al considerar puntos iniciales.

Como paso final, para la obtener los mejores parámetros de control, se hacen pruebas con

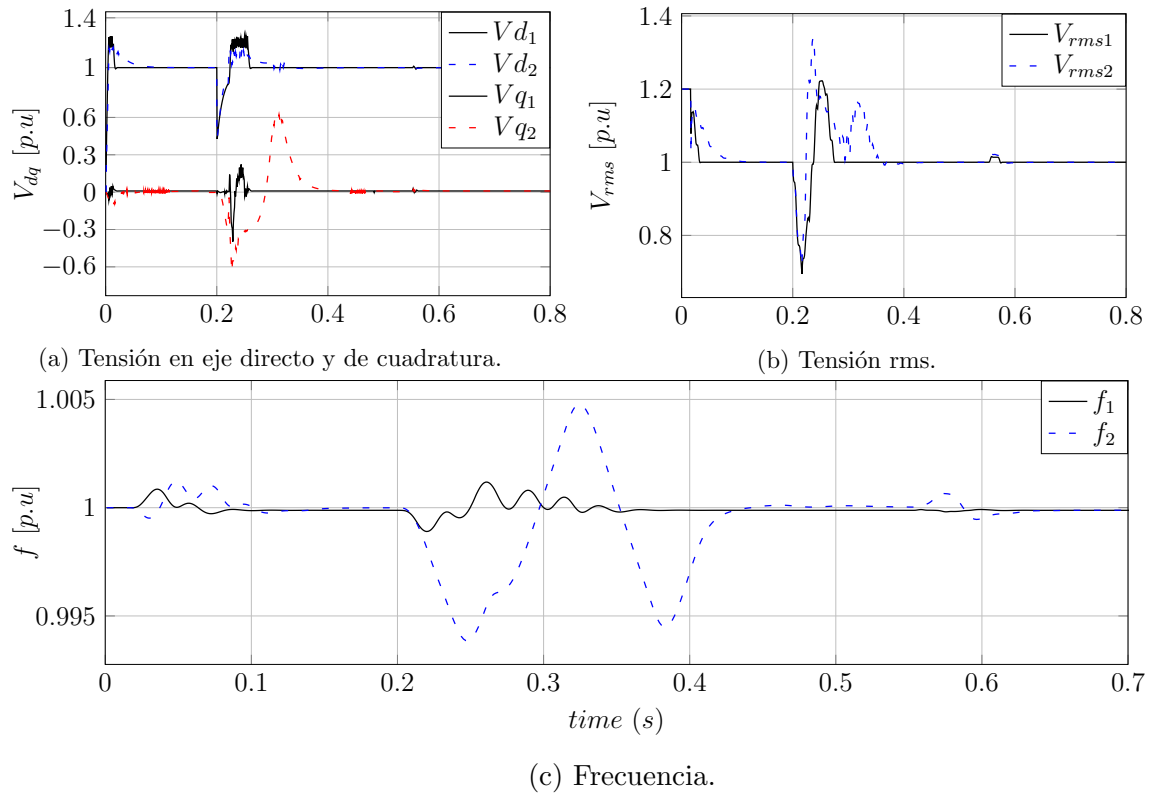


Figura 3.4: Comparación de escenarios de optimización con las señales de interés en el proceso optimización.

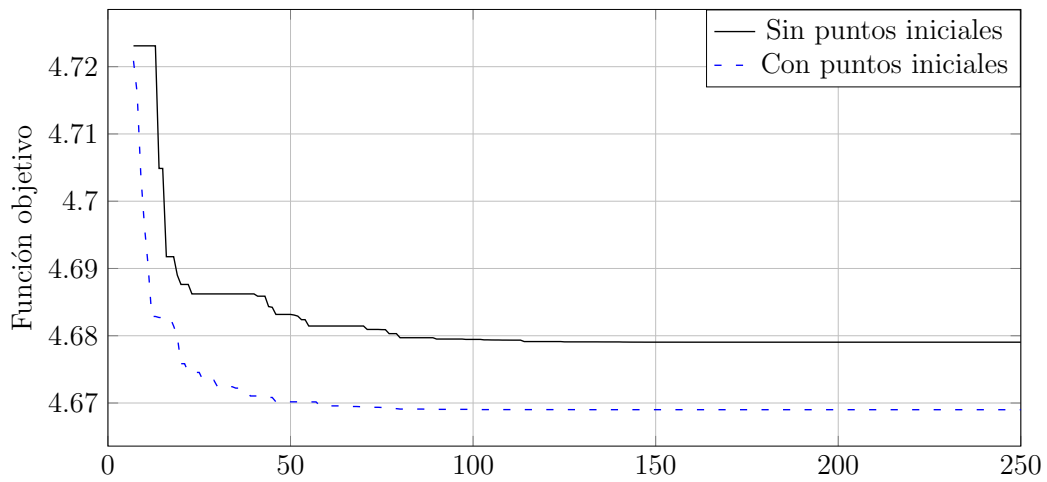


Figura 3.5: Comparación del proceso de optimización al considerar puntos iniciales de la base de datos.

110 individuos y 150 iteraciones, donde se obtienen los resultados de la tablas 3.1 y 3.2 para la micro-red de prueba en modo aislado y conectado, respectivamente.

micro-red aislada			
Grupo	CIDER	Parámetros	OF
1	5	$m_p Gr_1, m_q Gr_1 = 0; 0$ $K_{P3} Gr_1, K_{I3} Gr_1 = 10.896; 0$ $K_{P2} Gr_1, K_{I2} Gr_1 = 2.012; 0$	23.795
2	1	$K_{P1} Gr_2, K_{I1} Gr_2 = 1.055; 1053$	1.66
3	2, 3 and 4	$K_{P1} Gr_3, K_{I1} Gr_3 = 0.241; 1742.6$	
Total			25.455

Tabla 3.1: Mejores parámetros de control en la micro-red aislada

micro-red conectada			
Grupo	CIDER	Parámetros	OF
1	1, 3 and 5	$K_{P1} Gr_1, K_{I1} Gr_1 = 1.2234; 3683.8$	1.66
2	2 and 4	$K_{P1} Gr_2, K_{I1} Gr_2 = 1.1451; 3467$	

Tabla 3.2: Mejores parámetros de control en la micro-red conectada

De esta manera, se obtiene el ajuste óptimo para operar adecuadamente los distintos CIDERs y la micro-red de prueba. Sin embargo, implementar ambos ajustes implica el uso de un control adaptivo, lo cual es más costoso computacional y económicamente. Por ello, se prefiere un esquema de ajuste fijo, en el que las unidades seguidoras de red no cambian su ajuste. Por otro lado y como se reporta en [77], los CIDER cambian su modo de operación cuando hay transición de red, pues en el caso aislado se debe regular la tensión en el PCC mientras que en el caso conectado se inyecta potencia activa y reactiva. Lo anterior, sucede en el CIDER 5 del sistema de prueba, el cual funciona como formador de red durante el modo aislado y como seguidor de red en el modo conectado.

Así, al verificar las constantes de las tablas 3.1 y 3.2 durante los dos modos de operación de la micro-red, se obtiene la configuración de la tabla 3.3 como el mejor ajuste para los diferentes CIDERs, cuya operación se valida al incluir transiciones de red.

micro-red considerando transición de red		
Grupo	CIDER	Parámetros
1	5	$m_p Gr_1, m_q Gr_1 = 0; 0$ $K_{P3} Gr_1, K_{I3} Gr_1 = 10.896; 0$ $K_{P2} Gr_1, K_{I2} Gr_1 = 2.012; 0$
2	1, 3 and 5	$K_{P1} Gr_2, K_{I1} Gr_2 = 1.2234; 3683.8$
3	2, and 4	$K_{P1} Gr_3, K_{I1} Gr_3 = 1.1451; 3467$

Tabla 3.3: Parametros de control de los CIDER en la micro-red de prueba

Finalmente, asociado a este capítulo, se tiene una publicación en conferencia [78] y se propone un artículo sometido a evaluación a una revista tipo A1. Este último, con el propósito de presentar una metodología para el proceso de ajuste.

## Capítulo 4

# Implementación del modelo de generación o almacenamiento en un CIDER

En este capítulo se presentan las consideraciones básicas que permiten implementar los modelos de generación eólica y fotovoltaica, así como el almacenamiento de energía por medio de baterías. Lo anterior, para representar de forma realista la operación de los CIDERs, incluyendo el efecto dinámico del sistema de generación y la variabilidad del recurso primario. En la parte final se presentan los resultados obtenidos.

### 4.1. Implementación de modelos en el esquema de control del CIDER

En el aspecto de la implementación de CIDERs, se aprecia de la bibliografía consultada, que los modelos de generación o almacenamiento se consideran principalmente de dos maneras: 1) En la etapa de potencia, donde se muestra de manera detallada cada elemento y control necesario [2, 39, 28, 33, 67]; o en 2). Sobresimplificando el sistema de generación con una fuente de tensión constante en la entrada del VSC [19, 20, 29, 27]. En otras palabras, al implementar un CIDER se tiene una opción muy compleja y detallada o una simplificación excesiva. Por ello, en esta sección se presenta una nueva manera de representar los modelos de generación o almacenamiento en un CIDER. Lo anterior, se propone como una migración de la representación convencional en la etapa de potencia a una representación en la etapa de control del VSC. De esta manera, se tiene en consideración el efecto dinámico del generador y

la variabilidad del recurso primario, pero no requiere de la implementación de cada elemento y control de la etapa de potencia.

El esquema de potencia de un CIDER se presenta de forma general en la figura 4.1 y los esquemas específicos para la generación eólica o fotovoltaica se presentan en las figuras 2.5 y 2.13, respectivamente, al igual que en [28, 33, 67]. Sin embargo, este esquema requiere varios sistemas de conversión basados en electrónica de potencia, los cuales requieren de un control propio del flujo de potencia, además, se deben controlar aspectos como: seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT); regulación de la tensión en el capacitor de enlace, la cual es salida del sistema de generación y entrada del VSC; y la salida del VSC con adecuada magnitud de tensión, corriente y frecuencia.

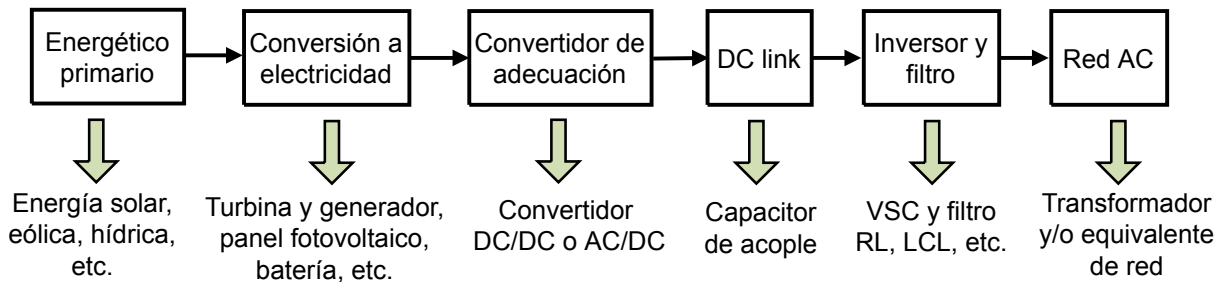


Figura 4.1: Esquema de potencia general para representar un CIDER de forma completa.

De esta manera, el proceso de implementación de un CIDER es bastante complejo, tanto en la etapa de potencia como en la etapa de control; por ello, se propone una representación simplificada del esquema de potencia, la cual se mencionó previamente y considera una tensión fija en el lado DC del VSC. El esquema correspondiente se presenta de forma general en la figura 4.2, donde un VSC con fuente fija en el enlace DC, se conecta a la red principal a través de un elemento de filtrado y un transformador (opcional). La representación de la figura 4.2 minimiza el uso de convertidores y no requiere de la implementación detallada del CIDER, tanto en la etapa de potencia, como en la de control.

En el esquema propuesto se incluye las características del sistema de generación y la variabilidad del recurso primario, las cuales se ignoran en el esquema de potencia simplificado. Así, se opta por incluir tales elementos en la etapa de control del VSC y se considera que la energía producida o almacenada por un CIDER, se convierte en potencia activa. De esta manera, se modifica el esquema de control del VSC, para que incluya elementos relacionados al modelo del sistema de generación o almacenamiento y a la variabilidad del recurso primario. Adicionalmente, se considera el esquema de control del CIDER seguidor de red.

#### 4.1. IMPLEMENTACIÓN DE MODELOS EN EL ESQUEMA DE CONTROL DEL CIDER53

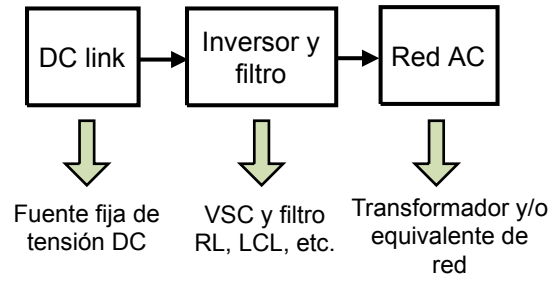


Figura 4.2: Esquema simplificado para representar un CIDER.

De esta manera, el esquema de control descrito en la sección 2.1.1 para un CIDER seguidor de red, se puede representar como se presenta en la figura 4.3. Este esquema se modifica para que la referencia de potencia activa del lazo externo incluya una etapa comparativa, entre la referencia de potencia activa que ingresa al lazo externo (es en realidad el valor mínimo entre la potencia de referencia original ( $P_{ref}$ ) y la potencia disponible considerando el recurso primario y el sistema de generación ( $P_{mod}$ )). Así, el diagrama de la figura 4.3, se convierte en el diagrama de la figura 4.4.

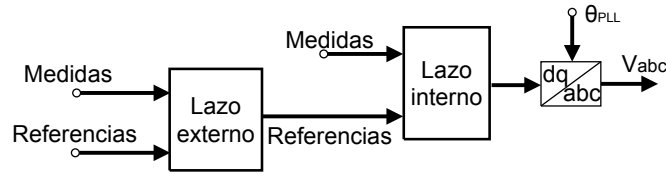


Figura 4.3: Esquema general para un CIDER simplificado y en modo seguidor de red.

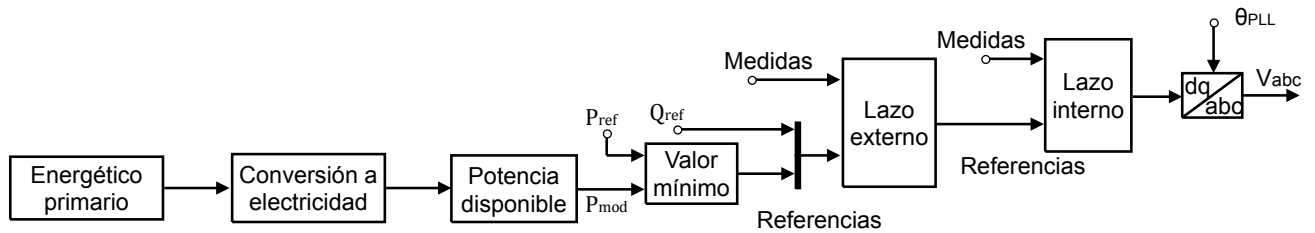


Figura 4.4: Esquema propuesto para un CIDER en modo seguidor de red con efecto del modelo de generación y recurso primario.

La potencia activa que puede entregar el CIDER depende de la potencia de referencia original y la potencia disponible en el recurso primario, la cuál se limita dinámicamente por el modelo del generador empleado. La implementación del esquema de control de la figura 4.4 se valida con el sistema de prueba en el apéndice A y los modelos presentados en la sección 2.3, de ahí, se obtienen tres tipos de CIDER: 1) CIDER basado en BESS, 2) CIDER basado en generación eólica y 3) CIDER basado en generación PV.

Algunas consideraciones de cada tipo de CIDER son:

- a) El CIDER tipo BESS es capaz de absorber y entregar energía, por lo que su referencia de potencia activa ( $P_{ref}$ ), puede ser positiva o negativa según se desee entregar o absorber energía, respectivamente. Además, el BESS soporta descargas profundas (hasta el 2 %), y usa el estado de carga de la misma para calcular la potencia disponible ( $P_{mod}$ ).
- b) El CIDER tipo eólico incluye un algoritmo MPPT.
- c) El CIDER tipo PV consta de paneles agrupados en serie y paralelo para obtener valores nominales de potencia y tensión. En este caso se considera una tensión en terminales constante, lo que implica ignorar la acción de un algoritmo MPPT y causa que la operación esté ligeramente desviada del punto de máxima potencia. Esta simplificación es válida, ya que representa adecuadamente el sistema con el convertidor de acondicionamiento y su control asociado.

## 4.2. Resultados de implementación.

En la figura 4.5 se presentan resultados obtenidos del funcionamiento de un CIDER al considerar la variabilidad del recurso primario y el modelo de generación o almacenamiento, considerando el control del VSC y una potencia de referencia ( $P_{ref}$ ) igual a 1 [p.u] para las unidades de generación. En el caso del BESS, se tiene una referencia cambiante con el propósito de validar la operación ante carga y descarga.

En la figura 4.5a presenta el caso de generación eólica, donde a pesar de tener una referencia en 1 [p.u], la potencia de salida que entrega el generador ( $P_{eólica}$ ), cae de forma dramática a partir del segundo 5, donde se la velocidad del viento cae solo 0.2 [p.u]. Además, la respuesta dinámica es bastante lenta dado el uso predominante de elementos mecánicos en un sistema de generación eólica.

De forma similar, se tienen las figuras 4.5b y 4.5c para el caso de generación PV y BESS, respectivamente. En el primer caso se tiene una disminución del nivel de irradiancia entre 7 y 8 [s], el cuál se refleja rápidamente en la potencia de salida ( $P_{solar}$ ). En el segundo caso, se tienen variaciones en  $P_{ref}$  para solicitar la carga o descarga del BESS mediante valores negativos o positivos, respectivamente; así, los cambios en  $P_{ref}$  se siguen adecuadamente mientras el estado de carga presentado en la figura 4.5d, se encuentre entre 2 % y 100 %. En caso contrario, la potencia entregada o absorbida por la batería ( $P_{batería}$ ), es nula, tal y como



se aprecia en 7 y 16 [s] en las figuras 4.5c y 4.5d.

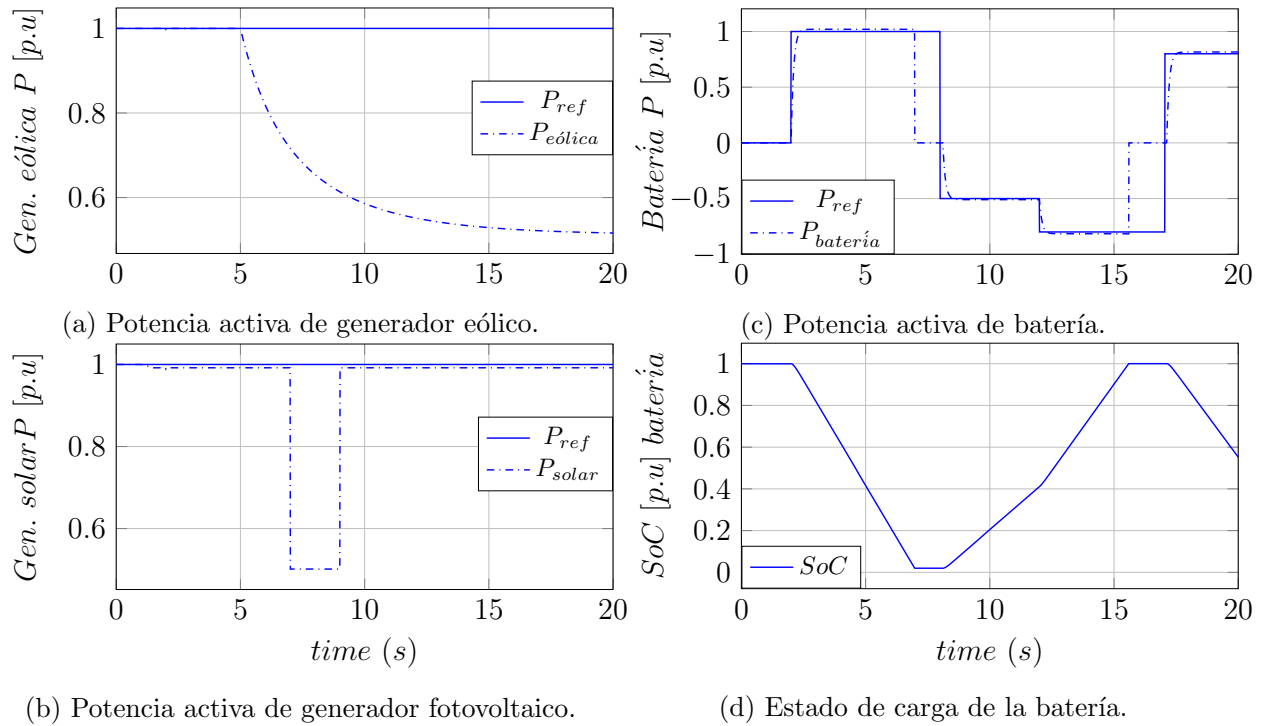


Figura 4.5: Efecto del modelo de generación o almacenamiento y del recurso primario en un CIDER.

Adicionalmente, para el ejemplo planteado se aprecia que cuando un CIDER opera a potencia máxima (1 [p.u]), se tiene una representación insuficiente para modelar la parte dinámica del CIDER. Lo anterior se debe a que las condiciones dinámicas del modelo, la disponibilidad del recurso primario o la capacidad de carga en el caso del BESS, afectan significativamente la salida de potencia un CIDER, tanto en la parte dinámica como en la de estado estable.

Finalmente, como resultado de esta estrategia de implementación de modelos, se tiene un artículo titulado *Integration of distributed energy resource models in the VSC control for microgrid applications*, publicado en *Electric Power Systems Research* y disponible en [80].

# Conclusiones y trabajo futuro

La propuesta central de esta investigación está relacionada con la inclusión de modelos de los sistemas de generación y almacenamiento en las micro-redes, con el propósito de facilitar la realización y el análisis de estudios dinámicos. A diferencia de otros estudios relacionados con la temática, el principal aporte de esta investigación, se presenta en el capítulo 4, donde se incluyen como restricciones dentro de la estrategia de control jerárquico del VSC, los modelos de los sistemas de generación eólica y solar, así como el correspondiente al almacenamiento por medio de baterías. Lo anterior, facilita la consideración del modelo de interés en los estudios de micro-redes sin incrementar excesivamente la complejidad de la implementación.

La propuesta de implementación de modelos de los sistemas de generación o almacenamiento como restricciones del control del VSC, obligan al CIDER a comportarse de forma más ajustada al comportamiento de los sistemas en campo. Lo anterior es cierto, si se compara con la documentación relacionada con el estado del arte actual, donde la implementación del sistema de generación o almacenamiento siempre se hace en la parte de potencia del VSC. Adicionalmente, si bien el análisis presentado en el capítulo 4 considera solo generación solar, eólica y almacenamiento con baterías, las mismas consideraciones y procesos expuestos, pueden aplicarse a tecnologías como la generación con pequeñas centrales hidroeléctricas o el almacenamiento con supercapacitores.

El desarrollo de la investigación resuelve la pregunta planteada en torno a la implementación de modelos de generación y almacenamiento en el control del VSC y cómo se ve afectado el comportamiento de este último. De esta manera, se valida una nueva manera de considerar los modelos de generación o almacenamiento en los CIDERs que forman una micro-red; también, se habilita la inclusión del recurso energético primario, donde su disponibilidad limita la salida de potencia del CIDER. A partir del desarrollo propuesto, el modelo de los sistemas de generación o almacenamiento contribuye a limitar el CIDER en su comportamiento dinámico, mientras que el recurso energético primario y el estado de carga de la batería,

contribuyen a limitar el CIDER en su comportamiento de estado estable o en la capacidad máximos disponibles para generar o absorber energía.

Con el desarrollo de esta investigación también se propone una estrategia que permite realizar el ajuste de los parámetros de control requeridos por cada VSC. Esto con el propósito de obtener una micro-red de prueba funcional y que se comporte de forma adecuada para realizar un análisis detallado del efecto de los modelos de generación o almacenamiento. Este proceso de ajuste previo a la integración de modelos, permite comprender en parte, las dificultades asociadas a la implementación y análisis de los CIDERs y las micro-redes. De esta manera, se presenta en el capítulo 3, una propuesta de ajuste óptimo del control del VSC y que se basa en medidas locales de cada CIDER. Esta propuesta fue aplicada y validada para obtener una micro-red de prueba con capacidad de operación en modo aislado y conectado. Además, la micro-red obtenida contiene diferentes cargas y CIDERs que se ubican de forma distribuida.

La propuesta de ajuste de los parámetros del control considera diferentes elementos y condiciones operativas, con el propósito de obtener un ajuste general y que soporte diferentes estados operativos, tanto en la micro-red como en el CIDER. En este sentido, las mayores dificultades y complejidades son causadas por el ajuste de los diferentes CIDERs y no por la inclusión de líneas o cargas. De otra parte, la complejidad del proceso de parametrización es evidentemente más elevada con cada CIDER adicional que se considere en la micro-red analizada.

El proceso realizado para ajustar el control de los diferentes CIDERs, no considera condiciones de reparto de carga o *power sharing*, entonces, dado que el *power sharing* es una aplicación principal del control de caída y teniendo en cuenta que al aumentar las constantes de dicho control se genera un efecto nocivo en la estabilidad de la micro-red, es claro que el esquema propuesto de optimización, asigna constantes nulas en el control primario porque intenta minimizar las oscilaciones de frecuencia y tensión de la micro-red, favoreciendo la inercia y estabilidad de la misma. Lo anterior, permite marcar una ruta futura de estudio para las micro-redes, que se enfoca en detallar los requerimientos de *power sharing* que se pueden incluir en una micro-red realista y con múltiples CIDERs, en cuyo caso se deben ponderar las desventajas en estabilidad causadas por incrementar las constantes del control de caída.

Con el desarrollo de esta investigación y con la micro-red de prueba obtenida como resulta-

do de aplicar las estrategias de ajuste del control e implementación de modelos, se obtiene un elemento fundamental a partir del cual se puede profundizar en temas como modelos de generación o almacenamiento adicionales, estudios de estado estable y de operación de la micro-red, la variabilidad del recurso primario a partir de modelos específicos, el efecto de la alta penetración de CIDERs, estudios de estabilidad, del modelado de carga, entre otros. Lo anterior, no limita pero permite marcar posibles rutas en el planteamiento de estudios e investigaciones futuras. Algunos de estos estudios se tratan brevemente en los apéndices de esta investigación con el propósito de ejemplificar algunos casos de funcionamiento de la micro-red obtenida y algunos puntos posibles de partida para futuras investigaciones.

Finalmente, como resultado de esta investigación, se generaron 4 artículos innovadores. De estos, 2 corresponden a conferencias disponibles en [78, 79]; 1 corresponde a publicación en *Journal* científico categoría A1 y disponible en [80]; y 1 se encuentra en revisión por un *Journal* científico categoría A1.

# Apéndice A

## Sistema de prueba

### A.1. Topología de red

El principal sistema de prueba que se utiliza durante el desarrollo de esta tesis se basa en el sistema de 400 V propuesto en [12], el cual es un sistema de distribución en baja tensión, con cargas y generadores distribuidos, cuya topología de red presenta varios tipos y longitudes de línea. Este sistema puede operar como una micro-red tanto en el modo aislado como en el conectado. No obstante, se aplican modificaciones en los parámetros de línea y en las capacidades de algunos CIDER, cuya conexión se considera trifásica y donde la capacidad máxima de un CIDER es definida de acuerdo a la normativa Colombiana, la cual clasifica como generador distribuido a los generadores de hasta 100 [kW] [91].

El sistema de prueba utilizado se presenta en la figura A.1, donde el CIDER de mayor capacidad está ubicado en el nodo  $N6$  (CIDER 5). Este CIDER puede operar en modo seguidor o formador de red según el estado del interruptor principal  $t_{sw}$ , el cual está cerrado cuando la micro-red opera en modo conectado.

#### A.1.1. Modelo de línea.

Dado que el tamaño de una micro-red suele ser pequeño, es normal que las líneas tengan pocos kilómetros de longitud. De esta manera, en [114] y [115] se presentan diferentes modelos para representar las líneas, donde el modelo para una línea corta (<80 km, 60 Hz), es un equivalente  $RL$ . De igual manera, se menciona que la regulación de las líneas es adecuada si se mantiene por debajo del 10 % de la tensión nominal.

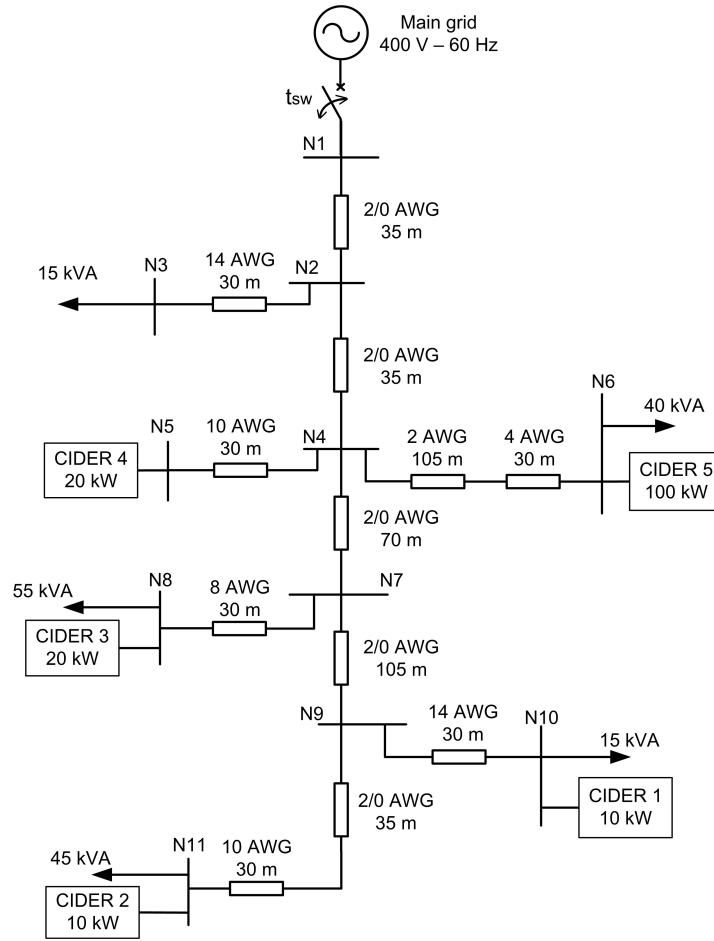


Figura A.1: Sistema de prueba.

De igual manera, en [116] se confirma el uso de líneas cortas, ya que estos modelos son adecuados para tensiones menores a 44 kV y distancias menores a 50 km, en donde la capacitancia se no se tiene en cuenta.

### A.1.2. Parámetros de línea

En [88] y [117] se mencionan las características típicas de las líneas según el su nivel de tensión de operación (alta, media o baja tensión). De esta manera, las líneas tienen una relación  $R/X$  que varía de acuerdo al nivel de tensión, donde un mayor nivel de tensión implica una componente inductiva mayor. Así, se tienen relaciones  $R/X$  de 0.31, 0.85 y 7.7 para líneas operando en alta, media y baja tensión, respectivamente. Estos valores coinciden con los empleados en [19], donde se toma 0.3 para la línea con predominancia inductiva y 7.73 para la línea con predominancia resistiva. Por otra parte, la información suministrada en [12] para el sistema CIGRE, presenta inconsistencias y causa confusión, lo anterior, debido a que la

relación  $R/X$  varía entre 3.42 y 39.26, como se aprecia en la tabla A.1. Sin embargo, un atenuante es que las líneas con mas alta relación  $R/X$  fueron dadas para una temperatura 40° C mayor a la temperatura de otros conductores (dos primeras filas de la tabla A.1).

Tipo de conductor	$R_{ph}$ ( $\Omega/km$ )	$X_{ph}$ ( $\Omega/km$ )	R/X
OL Twisted cable 4x120 $mm^2$ Al	0.284	0.083	3.42
OL Twisted cable 4x70 $mm^2$ Al	0.497	0.086	5.78
SC 4x6 $mm^2$ Cu	3.69	0.094	39.26
SC 4x16 $mm^2$ Cu	1.38	0.082	16.83
SC 4x25 $mm^2$ Cu	0.871	0.081	10.75
SC 4x50 $mm^2$ Cu	0.822	0.077	10.68

Tabla A.1: Parámetros y tipos de conductores utilizados en [12]

De otra parte, en [19] se indica que el sistema CIGRE tiene relaciones  $R/X$  entre 3 y 10, por lo que corregir el efecto de la temperatura resulta suficiente para obtener relaciones  $R/X$  adecuadas. Sin embargo, para definir de forma clara la red que se implementa, se prefiere el uso de una relación fija ( $R/X = 7.7$ ). Además, se utilizan conductores similares a los presentados en [12], de donde se toma el área de la sección transversal de cada conductor para encontrar el equivalente más cercano en clasificación AWG, tal equivalencia se presenta en la tabla A.2 de acuerdo al catálogo de conductores disponible en [118].

CIGRE	Catálogo	Código	Calibre AWG	$R_{dc}$ ( $\Omega$ )	L ( $\Omega$ ) BT	Capacidad (A)
4x120 $mm^2$	3x135 $mm^2$	L00	2/0	0.261	0.0339	195
3x70 $mm^2$	3x74 $mm^2$	L2	2	0.523	0.0679	130
4x6 $mm^2$	3x6 $mm^2$	L14	14	8.44	1.0961	25
4x16 $mm^2$	3x14 $mm^2$	L10	10	3.34	0.4338	40
4x25 $mm^2$	3x24 $mm^2$	L8	8	2.1	0.2727	55
4x50 $mm^2$	3x53 $mm^2$	L4	4	0.832	0.1081	95

Tabla A.2: Parámetros y calibres de conductores a emplear

En la tabla A.2 se utiliza como referencias el sistema CIGRE y un catálogo de conductores típicos en redes colombianas. Se consideran entonces los conductores aislados tipo THHN para obtener la resistencia por unidad de longitud, en corriente directa y para una temperatura de 20 °C. Así, con el valor de resistencia y con la relación  $R/X = 7.7$ , se obtiene la inductancia aproximada del conductor. Todos los valores de resistencia e inductancia tienen unidades de  $\Omega/km$  y aunque los calibres pueden ser ligeramente diferentes a los planteados

en el sistema CIGRE (como en el caso del calibre 2/0 AWG), se consideran como suficientemente similares en el sistema de prueba considerado y para la investigación propuesta.

De forma adicional, se explora la influencia del efecto pelicular, el cual hace que la resistencia de un conductor varíe en función de la frecuencia de operación. En [116] se presenta de manera detallada la forma de calcular este efecto, pero se concluye que el factor pelicular resulta muy pequeño para calibres inferiores a 1/0 AWG, por lo que la resistencia  $DC$  y  $AC$  son idénticas. Así pues, en el sistema de prueba se considera la resistencia de catálogo, donde el calibre más grande utilizado es 2/0 AWG, el cual tiene un factor por efecto pelicular de aproximadamente  $8 \times 10^{-7}$ . Además, se tiene disponible la relación  $R_{AC}/R_{DC}$  para conductores concéntricos de cobre o aluminio y a 60 Hz, de donde el calibre 2/0 AWG en cobre, tiene un factor de 1.001, razón por la cual el efecto pelicular es poco apreciable en el calibre 2/0 AWG.

## A.2. Operación de la micro-red

En esta sección se presentan aspectos de operación de la micro-red de prueba durante el estado estable, considerando transición de red, cambios de carga y perturbaciones. Lo anterior, para validar la robustez de la red de prueba luego de aplicar la metodología de ajuste de la sección 3 y la influencia del modelo presentada en la sección 4.

### A.2.1. micro-red en modo conectado a la red

La micro-red de prueba de la figura A.1 funciona en modo conectado a la red siempre que el interruptor principal ( $t_{sw}$ ), que se encuentra en el nodo  $N1$ , se mantenga cerrado. En tal caso, se desea que los CIDER operen en modo seguidor de red, inyectando a la red la potencia activa disponible en el recurso primario. En la figura A.2 se presentan algunas variables de interés en los terminales de salida de los CIDERs y cuando la micro-red opera en modo conectado. A los CIDER 1 a 5 se les pide entregar  $Q = [0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0] [p.u]$  y  $P = [0.8 \ 0.95 \ 0.9 \ 1 \ 1][p.u]$ , respectivamente.

En este caso y como consecuencia de un ajuste adecuado de la micro-red, se aprecia en la figura A.2a, que todos los CIDER siguen sus referencias correctamente y aunque son susceptibles a las perturbaciones del sistema de potencia (falla trifásica con  $R_f = 30 \ m\Omega$  y en 15 [s]), se recuperan adecuadamente una vez se ha despejado la falla. También, debido a la ubicación de la falla (Nodo  $N4$ ), los CIDERs más cercanos a este nodo son los más sensibles.



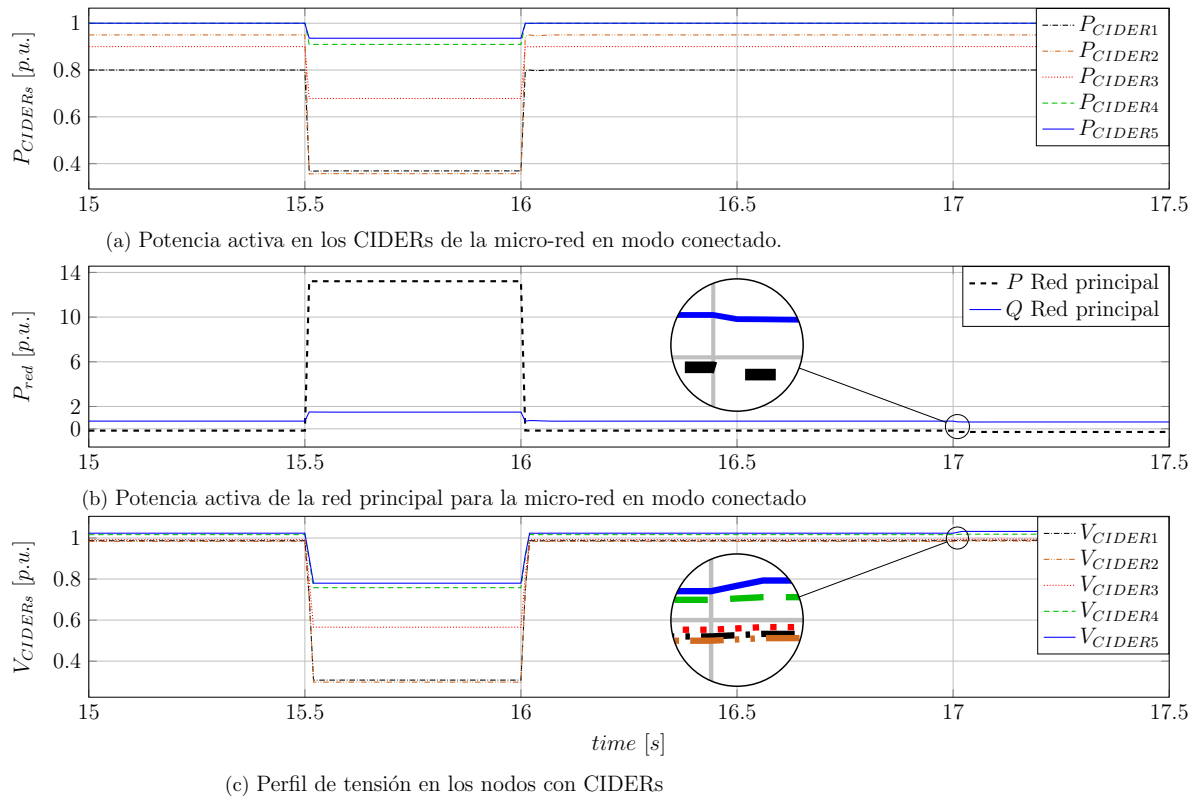


Figura A.2: Variables de interés en los CIDERs cuando la micro-red opera en modo conectado.

Adicionalmente, se aprecia en la figura A.2b, que la red principal es el elemento que alimenta de forma más notoria las diferentes perturbaciones de la micro-red. Lo anterior, debido a que en su condición de nodo *slack* mantiene las condiciones de tensión y frecuencia a expensas de la potencia que entrega a la micro-red. Como consecuencia de lo anterior, se aprecia que durante falla, la potencia activa que circula de la red principal se incrementa hasta cerca de 13 veces su valor nominal; incluso el cambio de carga en 17 [s] causa efectos en potencia solamente en la red principal.

Por otra parte, la tensión nodal es una variable que refleja los cambios importantes en la micro-red y debido a que está relacionada con aspectos de calidad, debe ser monitoreada. En la figura A.2c se aprecia la tensión en terminales de los CIDERs, la cual se ve afectada por la falla trifásica y por los cambios de carga, lo que causa un ligero incremento en la tensión nodal y de forma proporcional a la reducción de la carga. También se pueden obtener decrementos del nivel de tensión proporcionales a la severidad de la falla o el aumento del nivel de carga.

### A.2.2. micro-red en modo aislado

La micro-red de prueba de la figura A.1 funciona en modo aislado siempre que el interruptor principal ( $t_{sw}$ ), que se encuentra en el nodo  $N1$ , se mantenga abierto. En tal caso, debe existir por lo menos un CIDER formador de red que actúa como sustituto del nodo *slack* para regular tensión y frecuencia de la micro-red. Por ello, el CIDER que opera como formador de red tiene un límite de potencia dado por la capacidad del VSC y no está fuertemente restringido por una referencia externa. Como complemento de los CIDER formadores de red, se pueden conectar CIDERs en modo seguidor de red una vez la frecuencia de la micro-red se haya estabilizado. Así pues, en la micro-red considerada se tiene un solo CIDER formador de red que corresponde al CIDER con mayor capacidad dentro de la micro-red (CIDER 5); los demás, se operan como seguidores de red.

La figura A.3 presenta algunas variables de interés en los terminales de los CIDERs mientras que la micro-red opera en modo aislado. A los CIDER 1 a 4 se les pide entregar  $Q = [0 \ 0 \ 0 \ 0] [p.u]$  y  $P = [0.8 \ 0.95 \ 0.9 \ 1][p.u]$ , respectivamente. Para el CIDER 5, la referencia pasa a ser 1  $[p.u]$  tanto en frecuencia como en tensión.

De esta manera, para la micro-red de prueba operando en modo aislado y como se aprecia en la figura A.3a, los CIDERs 1 al 4 siguen sus respectivas referencias de potencia activa de forma adecuada. Por otra parte, el CIDER 5 no sigue una referencia fija sino que entrega lo que sea necesario y tenga disponible (de acuerdo a la capacidad del VSC), para mantener la frecuencia y tensión en valores óptimos. Por ello, se aprecian incrementos en la potencia entregada debido a demandas que se conectan a la micro-red (entre los 1.5  $[s]$  y 3  $[s]$ ); así como decrementos debido a cargas que se desconectan 4  $[s]$  y 4.5  $[s]$ . De igual manera, se aprecia que ante una falla trifásica con  $R_f = 0.1\Omega$ , en 3.3  $[s]$  y ubicada en el nodo  $N9$ , los valores de generación caen significativamente. No obstante, el CIDER formador de red y por lo tanto la micro-red, se recuperan satisfactoriamente una vez la falla ha sido despejada.

Por otra parte, en la figura A.3b, se presenta la frecuencia impuesta por el CIDER 5 y la potencia reactiva que genera de acuerdo a la carga conectada. De allí, se aprecia que la generación de potencia reactiva se afecta por los cambios de carga y la falla trifásica (tal como el en caso de la potencia activa). También, se aprecia que la señal de frecuencia tiene perturbaciones que no son severas debido al ajuste óptimo del control, el cual trata de minimizar las oscilaciones en frecuencia y tensión (tal como se presentó en el capítulo 3).

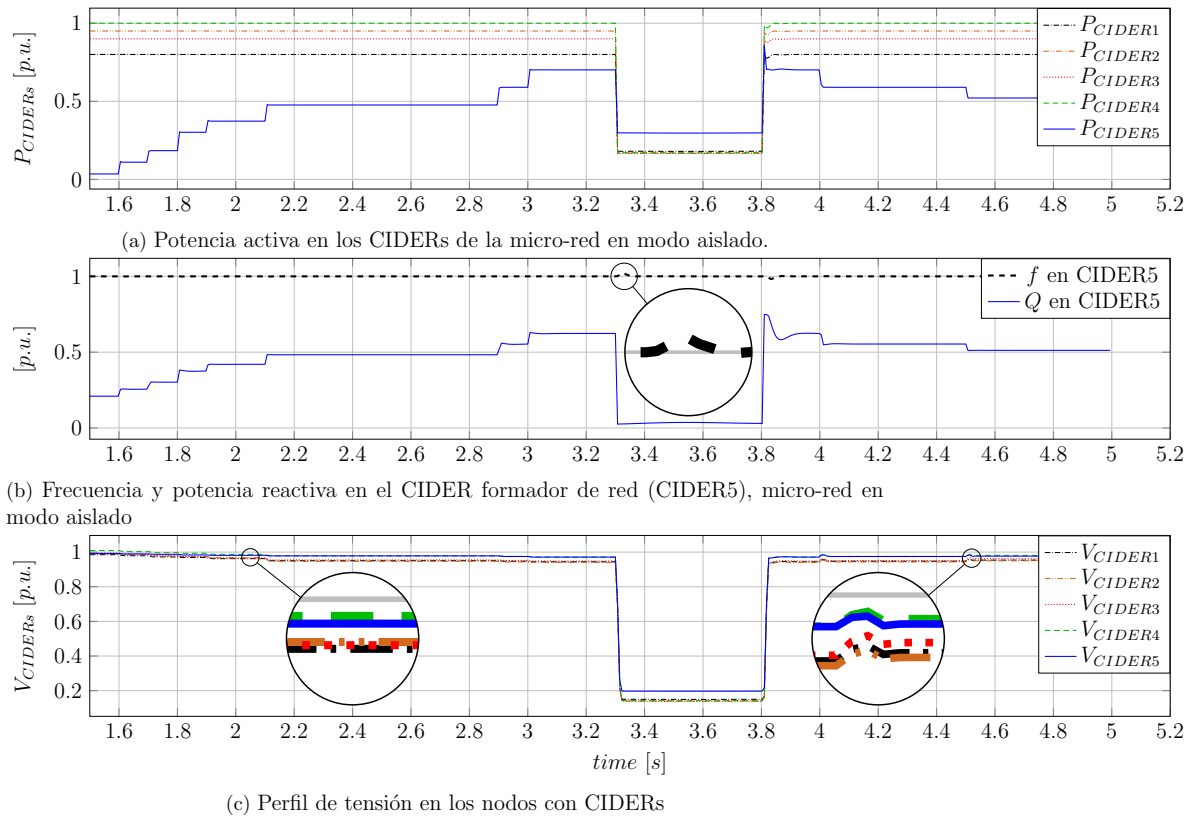


Figura A.3: Variables de interés en los CIDERs cuando la micro-red opera en modo aislado.

Adicionalmente, una de las variables principales en este modo de operación, es la tensión en terminales de los generadores, presentada en la figura A.3c e impuesta en mayor medida por el CIDER 5. En este caso se tiene una tensión en estado estable por debajo de la referencia pero sin caer nunca al 90 %, indicando valores adecuados. Además, dado que las cargas se implementan por medio del modelo de impedancia constante, su valor operativo resulta ser ligeramente más bajo que el valor nominal, lo que permite obtener un balance entre la generación y la demanda sin violar límites de desviación en tensión o frecuencia. Finalmente, se aprecia que la caída de tensión ante falla es más severa en el caso aislado que en el caso conectado (figura A.2c), incluso con una resistencia de falla más alta en el caso conectado; lo anterior, evidencia parcialmente un aspecto esperado y relacionado a que la micro-red aislada es más sensible a las perturbaciones comparado con la micro-red conectada.

### A.2.3. Arranque en negro o autónomo y transición de red

Dos aspectos adicionales relacionados a la micro-red de prueba tienen que ver con la capacidad de arranque en negro (*blackstart*), especialmente durante el caso aislado, y el comportamiento

durante la transición de red. Tales aspectos se presentan a continuación.

### Arranque en negro en modo aislado

Durante el modo aislado, el arranque en negro es interesante de validar debido a que es allí donde se establecen los valores de frecuencia y tensión de la micro-red, sin disponer de una red fuerte que lo sustente. En este caso, la responsabilidad de crear y mantener el punto de operación deseado, depende exclusivamente de los CIDER formadores de red. Así, para minimizar el efecto de arrancar muchos CIDER al mismo tiempo, se opta por hacer una energización escalonada y secuencial, empezando por el CIDER formador de red y continuando con los diferentes CIDER. Una vez implementado este esquema, se aplica cada vez que la micro-red pasa a modo aislado, garantizando que solamente los elementos formadores de red contribuyen a alcanzar un punto de operación adecuado en tensión y frecuencia. A partir de este punto, se considera que la referencia de tensión y de frecuencia es adecuada para los CIDER seguidores de red.

La figura A.4 presenta el comportamiento de la potencia activa en los terminales de los CIDERs. Allí se aprecia el esquema de conexión secuencial para arrancar en negro la micro-red. De forma adicional, se presenta la tensión y la frecuencia del CIDER 5 (formador de red), la cual mejora sus niveles con cada CIDER que inyecta potencia a la micro-red.

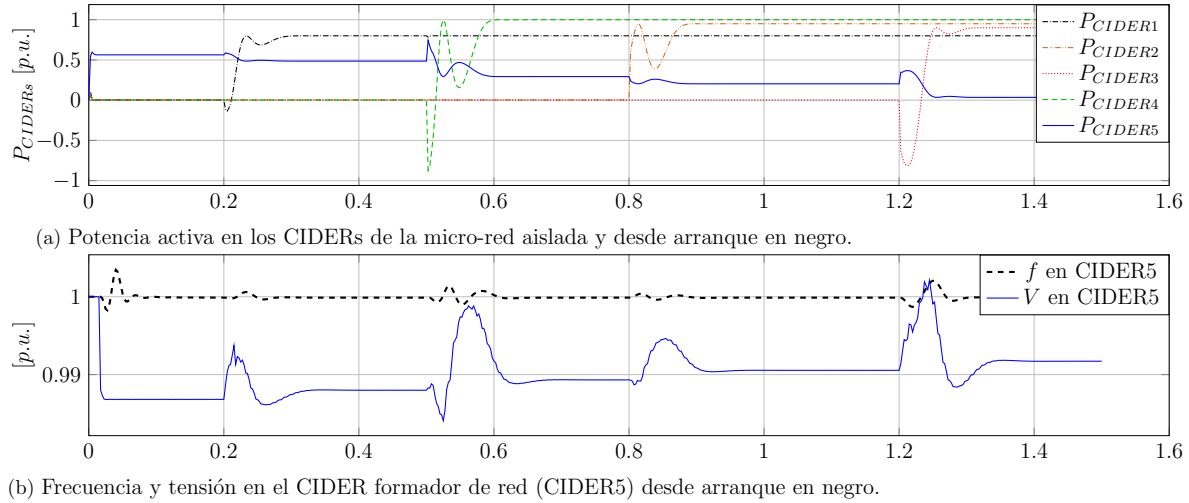


Figura A.4: micro-red aislada - arranque en negro.

Los CIDERs 1, 4, 2 y 3, empiezan a inyectar potencia a la micro-red a partir de 0.2, 0.5, 0.8 y 1.2 [s], respectivamente y tal como se aprecia en la figura A.4a. Lo anterior, causa los decrementos en la potencia que entrega el CIDER 5 (formador de red), para mantener el

nivel de tensión y frecuencia. Adicionalmente, cada vez que se conecta un CIDER, se produce una perturbación que afecta ligeramente la frecuencia, pero que tiene mayor impacto en la tensión del CIDER 5 (figura A.4b). Este esquema de conexión secuencial para los CIDERs se aplica tanto para el arranque en negro como para la transición de red a modo aislado. Este último, se describe a continuación.

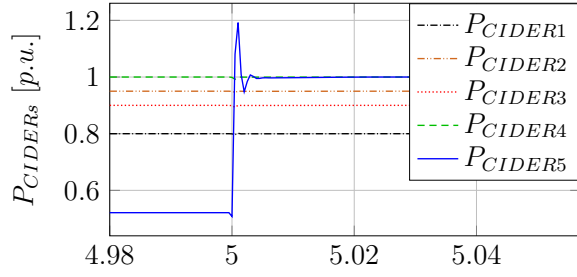
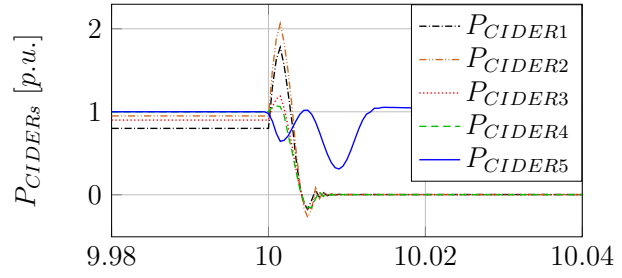
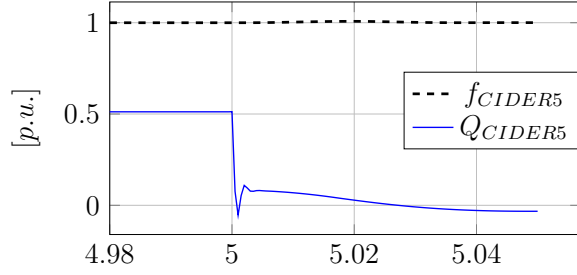
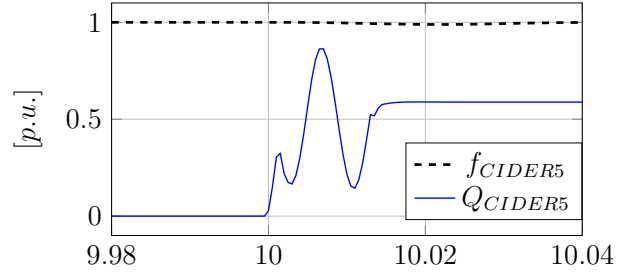
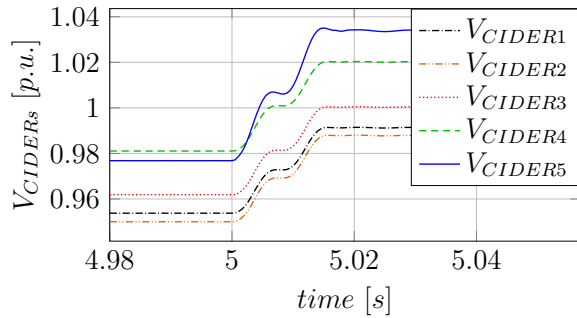
### **Comportamiento durante la transición de red.**

La figura A.5 presenta el comportamiento de algunas variables de interés en los terminales de diferentes CIDERs y considerando dos transiciones de red intencionales: la primera está asociada al cambio desde el modo aislado al modo conectado, lo cual sucede en 5 [s] y se presenta en las figuras A.5a a A.5c; la segunda transición sucede en 10 [s] y corresponde a un cambio desde el modo conectado al modo aislado, presentado en las figuras A.5d a A.5f.

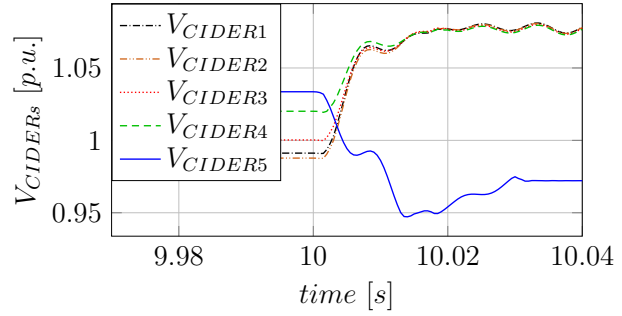
Una vez que se produce la transición a modo conectado, se tienen cambios en potencia activa y reactiva del CIDER 5 (figuras A.5a y A.5b), que antes era formador de red pero ahora debe entregar una potencia fija dado que su operación es como seguidor de red. De forma similar, dado que el modo conectado contiene una red fuerte impone una tensión y frecuencia, los perfiles de tensión mejoran en toda la micro-red, en el caso de los nodos con CIDERs, la figura A.5c evidencia la mejoría del nivel de tensión.

Por otra parte, durante la transición al modo aislado se generan cambios opuestos a los descritos en el párrafo anterior; esto es, la potencia de los CIDER 1 a 4 cae a cero para iniciar un esquema secuencial de conexión (como se describe en el caso del arranque en negro), mientras que el CIDER 5 pasa a controlar la tensión y frecuencia de la micro-red. En la figura A.5f se aprecia la tensión en terminales de los distintos CIDERs, la cual cae en el CIDER 5 debido a la falta de una red fuerte, pero se incrementa en los demás CIDERs pues ahora operan en vacío hasta que sean habilitados para inyectar potencia de acuerdo al esquema secuencial descrito para el arranque en negro.

Finalmente, es apreciable que la frecuencia no presenta grandes cambios en ninguna situación de transición, donde la señal de tensión resulta tener mayor afectación.

(a)  $P$  en CIDERs, transición a modo conectado.(d)  $P$  en los CIDERs, transición a modo aislado.(b)  $f$  y  $Q$  en CIDER 5, transición modo conectado.(e)  $f$  y  $Q$  en CIDER 5, transición a modo aislado.

(c) Perfil de tensión en CIDERs, transición a modo conectado.



(f) Perfil de tensión en CIDERs, transición a modo aislado.

Figura A.5: Transiciones intencionales en la micro-red de prueba.

### A.3. Efecto del control secundario

El primer aporte relacionado con el control secundario que se realiza en el marco de esta investigación se presentó en [78], donde se implementa un esquema de control tipo *droop* para modificar las referencias de potencia del CIDER. El propósito del trabajo es mejorar los niveles de tensión y frecuencia durante el modo de operación conectado, evidenciando que un esquema tipo *droop* puede contribuir a mejorar la calidad de la energía en una micro-red (lo cual es tarea del control secundario). No obstante, tal trabajo se enfoca en las variables de tensión y frecuencia y dejando en un segundo plano la potencia que se requería para sustentar tales mejoras en calidad. También, pone al CIDER a competir con la red principal en la tarea

de mantener niveles de tensión y frecuencia de referencia, lo cual no es aplicable en una red con bajos niveles de generación distribuida y en donde la función de la red principal no puede ser sustentada por un CIDER, el cual tiene poca inercia y limitaciones fuertes en la potencia aparente que puede entregar.

De esta manera, el trabajo en [78] fue utilizado como punto inicial a partir del cual se desarrollan las formas de aplicar controles relacionados a la calidad de la energía y que suelen pertenecer al control secundario. Así, cuando la red principal no pueda sustentar un nivel de tensión y frecuencia, es poco probable que un CIDER tenga la capacidad para ello; como consecuencia, poner en igualdad de condiciones a ambos elementos es inadecuado, especialmente durante las fallas, donde la poca inercia de los CIDER hace que el respaldo de estos sea pobre en comparación con la red principal. De ahí que el uso del esquemas de control secundario sea más importante durante el modo de operación aislado que durante el conectado, donde su utilización puede tener efectos muy pequeños.

Ahora bien, en la red prueba se tiene efecto nulo del control primario, por lo que el único efecto modificador de la frecuencia y tensión de referencia en aras de mejorar el error de estado estacionario, se hace por medio de dos lazos de control: el primero, es una forma parcial a lo descrito en la sección 2.1.3; el segundo, modifica la referencia de potencia reactiva que tienen los distintos CIDER en función de la tensión en terminales.

De esta manera, dado que la frecuencia se comporta adecuadamente con las condiciones de prueba dadas, se usa solamente la ecuación del control secundario que relaciona la tensión; esto es, la ecuación (2.31), ajustada para mejorar el perfil de tensión del CIDER 5 en el modo aislado, aumentando en consecuencia, el perfil de tensión de toda la micro-red. Los parámetros de ajuste  $k_{ps2}$  y  $k_{is2}$  son 0.5 y 0.13, respectivamente.

A partir de la figura A.6, el perfil de tensión es ligeramente mejor cuando se tiene en cuenta el control secundario mediante la ecuación (2.31); también, la mejoría es más notable en el punto de operación post-falla (características de falla como en la sección A.2.2).

Adicionalmente, dado que el control secundario puede mejorar la calidad de la potencia en la micro-red, se utiliza un esquema de control para modificar la referencia de potencia reactiva de los diferentes CIDERs. Lo anterior, de acuerdo al nivel de tensión en terminales del CIDER: si un CIDER tiene un perfil de tensión por debajo del valor nominal, se le solicita entregar reactivos siempre que la capacidad nominal del VSC lo permita; esto es, cuando hay

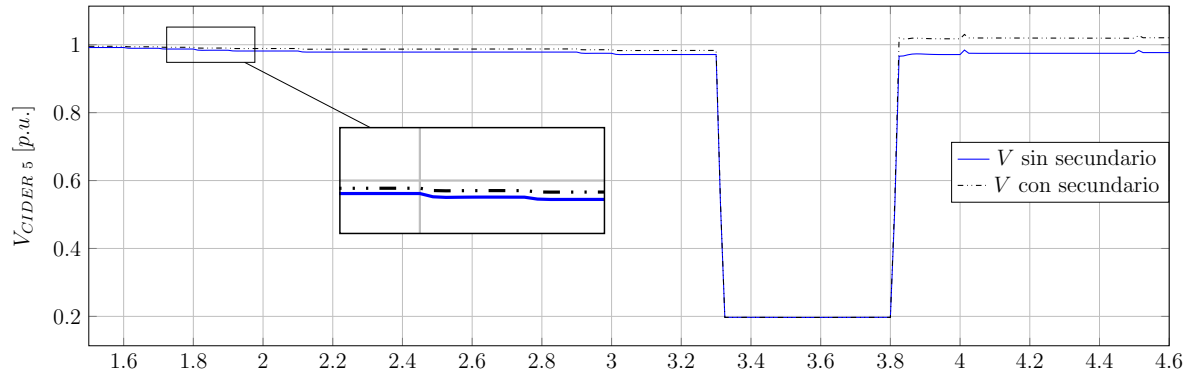


Figura A.6: Influencia del control secundario en la tensión del CIDER 5, micro-red aislada.

condiciones de generación de potencia activa por debajo del valor máximo. Un ejemplo de lo anterior se presenta en la figura A.7, donde se tiene para el CIDER 2, la potencia reactiva (figura A.7a) y la tensión en terminales (figura A.7b).

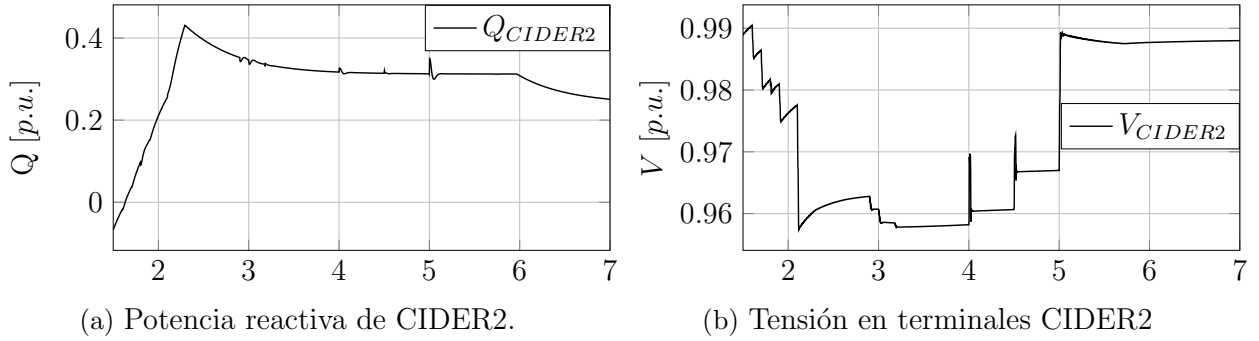


Figura A.7: Control secundario como soporte de reactivos para mejorar el nivel de tensión

para este caso y si bien hay una mejoría del nivel de tensión, está no es representativa debido a que la capacidad del CIDER 2 es solo de 10  $kVA$ . Aun así, el efecto de tratar de mejorar el nivel de tensión es apreciable. Adicionalmente, dado que el estado estacionario en los diferentes modos de operación de la micro-red presenta un ligero desvío en tensión, el CIDER 2 entrega una cantidad de reactivos proporcional a la desviación y solo si la potencia activa generada está por debajo de su máximo.

Finalmente, con las pruebas realizadas y las condiciones de prueba expuestas, se validan los efectos del control secundario en la micro-red de prueba. En este sentido, el efecto principal se observó sobre la tensión en terminales del CIDER formador de red, que regula la tensión de la micro-red. En el caso de la frecuencia, el control primario fue ajustado correctamente por lo que los errores asociados a la frecuencia no son representativos y no hay efecto apreciable



de implementar un control secundario con énfasis en la frecuencia.

## Conclusiones

La micro-red de prueba estudiada presenta una alta complejidad debido al uso de diferentes líneas, cargas y CIDERS que se ubican de forma distribuida a lo largo de la micro-red. Lo anterior implica efectos de interacción mutua entre los distintos CIDERS, lo cual puede volverse crítico en casos de perturbaciones de carga, cortocircuito, transición de red intencional e inclusión de restricciones adicionales debido a modelos de generación y almacenamiento. Aún así, las pruebas realizadas a la micro-red permite concluir que dichos efectos se mitigaron satisfactoriamente, lo cual se debe en gran medida a la aplicación de la propuesta de ajuste óptimo presentada en el capítulo 3 y que usa solamente medidas locales de cada CIDER.

De esta manera, la micro-red de prueba se valida como adecuada para analizar efectos de estado estable y transitorio, incluyendo y no limitándose a: condiciones de arranque en negro durante el modo aislado, cambios de carga, fallas en el sistema de potencia y diferentes transiciones intencionales de red.

# Apéndice B

## Estabilidad en micro-redes

En este capítulo se analizan algunos aspectos relacionados con la estabilidad en micro-redes y además, se presentan pruebas sobre la micro-red de prueba, presentada en el apéndice A. Las pruebas se priorizan sobre el caso de la micro-red aislada, pues en el caso conectado se tiene un gran soporte por parte de la red principal, la cual actúa como un equivalente de barraje infinito o red fuerte.

En general, la estabilidad suele clasificarse en estabilidad de tensión, de pequeña señal y transitoria, dependiendo de la variable de interés analizada y las condiciones operativas consideradas. Para realizar los diferentes estudios de estabilidad sobre un sistema, se requiere disponer de los modelos de los elementos que lo componen. Para una micro-red, el modelado suele ser complejo, dado que los diferentes CIDERs agregan características no lineales, que son muy relevantes para analizar el comportamiento de estabilidad del propio CIDER e incluso de la micro-red. Los modelos de CIDERs y de su interacción con la micro-red son muy variados, lo que genera problemas para el análisis de la estabilidad, especialmente en el caso del modo aislado, dada la falta de soporte ofrecido por la red.

Entre las propuestas relacionadas con los modelos empleados para el CIDER o la micro-red, se pueden encontrar las funciones de transferencia para el VSC [19, 62]; modelos de pequeña señal para el VSC de orden 6 [61], orden 9 considerando líneas y control de caída [119], y de orden 15 considerando el modelo completo del VSC [54]. En este último se modela una micro-red basada en el sistema IEEE37 barras, con 7 VSC e incluyendo modelos de línea y carga, donde finalmente se obtiene un modelo de orden 225. Adicionalmente, en [44] se usa una micro-red más pequeña que en [54], pero que contiene 55 variables de estado; también, en [76] se tiene una pequeña micro-red con dos CIDER, que puede funcionar en modo aislado y

cuyo modelo de pequeña señal es de orden 36. Lo anterior, ilustra que el proceso de modelado del CIDER y de la micro-red en general, resulta arduo y variable, más aún si se desea dar solución exacta a tales modelos en el ámbito de la estabilidad.

No obstante, se han propuesto métodos y estrategias para validar diferentes aspectos relacionados a la estabilidad de micro-redes [25]. Algunas de estas estrategias se presentan a continuación y se validan en el sistema de prueba de esta investigación.

## B.1. Estabilidad asociada al capacitor DC del CIDER

En una micro-red aislada, los elementos que facilitan la correcta operación son fundamentalmente los CIDERs formadores de red; éstos se encargan de regular la frecuencia y la tensión de la micro-red hasta donde su capacidad nominal se los permite. Como elemento adicional, los CIDERs seguidores de red contribuyen a alimentar la carga de la micro-red pero no tienen un efecto regulador sobre la frecuencia y tensión, en lugar de ello, su correcto funcionamiento depende de estar conectado a una parte de la red con buenos niveles de tensión y frecuencia. De esta manera, la estabilidad de la micro-red depende en gran medida de la estabilidad de los CIDERs que operan en modo formador de red. Para la micro-red de prueba de la figura A, se considera un CIDER en modo formador de red nombrado como CIDER 5, ubicado en el nodo  $N6$  y con capacidad nominal de 100 [kVA] (mayor capacidad nominal de entre los CIDERs considerados).

En cuanto a los elementos físicos que componen el CIDER, en [120, 9] se presenta la figura B.1, donde se hace una comparación entre un sistema de generación rotativo convencional y un sistema de generación integrado por convertidores (CIDER). Esta representación concuerda con el esquema de potencia de la figura 4.1, donde una de las equivalencias más importantes entre la máquina rotativa y los CIDERs, se tiene en el medio de transferencia de energía, donde la primera se representa por un rotor y la última por un capacitor DC, encontrando así el elemento principal del sistema en términos de la estabilidad transitoria asociada a medios físicos (rotor de la máquina rotativa o capacitor DC del CIDER).

De igual manera, en [9] se plantea la ecuación *swing* del CIDER, adaptada como en la ecuación (B.1), planteada en el enlace DC y análoga a la ecuación *swing* de la máquina síncrona que fue considerada en la ecuación (2.42). Además, se indica que el análogo del momento de inercia ( $J$ ), es la capacitancia ( $C$ ) en el enlace DC, mientras que el ángulo del rotor ( $\delta$ ) y

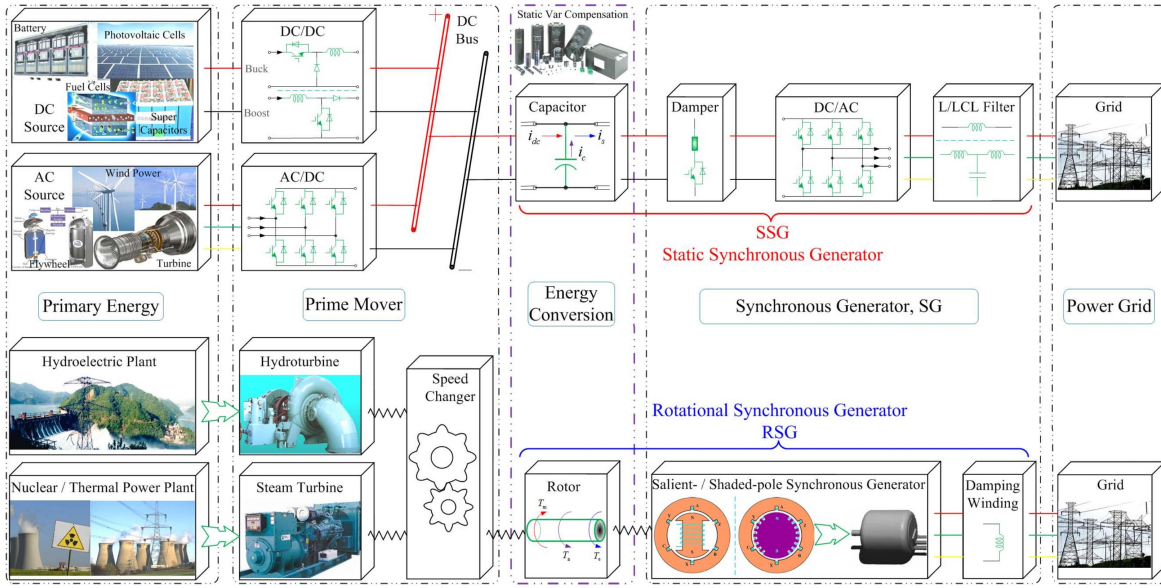


Figura B.1: Analogía de CIDER con generación rotativa. Tomado de [9]

la frecuencia eléctrica ( $\omega$ ), tienen semejanza con la tensión del enlace DC. Así pues, se tiene que la estabilidad de un CIDER depende en gran medida de las consideraciones en el enlace DC y el comportamiento de su tensión.

$$T_j \frac{du_{dc}}{dt} = i_{dc} - i_s \quad [p.u] \quad (B.1)$$

Donde  $T_j$  es el tiempo de carga del capacitor hasta condición nominal,  $u_{dc}$  es la tensión en el capacitor de enlace,  $i_{dc}$  es la corriente que proviene del recurso primario e  $i_s$  es la corriente que va hacia el VSC desde el lado DC. Esta última puede ser un poco menor si se consideran elementos de amortiguamiento entre el capacitor DC y el VSC.

Tal como en el caso de la máquina rotativa, donde los desbalances entre la potencia mecánica y eléctrica causan que el rotor acelere o frene, en el CIDER se tiene una sobre tensión o una baja tensión cuando hay desbalances entre la potencia que fluye hacia el VSC y la potencia que fluye desde el recurso primario; entonces se tiene que la estabilidad transitoria en un CIDER se ve fuertemente influenciada por el comportamiento de la tensión en el enlace DC. Dado que en la red de prueba propuesta no se considera un control del enlace DC sino una fuente constante, entonces la inercia del CIDER no es tomada en cuenta y para efectos prácticos, es muy grande. En otras palabras, el efecto principal de tener una fuente ideal en el enlace DC (lo cual es común [10, 11, 19, 29, 27, 51, 45], es que para una red bien ajustada y sin problemas de control, se tienen resultados muy buenos y casi ideales en el tema de

estabilidad. Lo anterior, se evidencia en la red de prueba propuesta y se presenta en la figura B.2 para las señales de potencia activa y tensión en el CIDER formador de red.

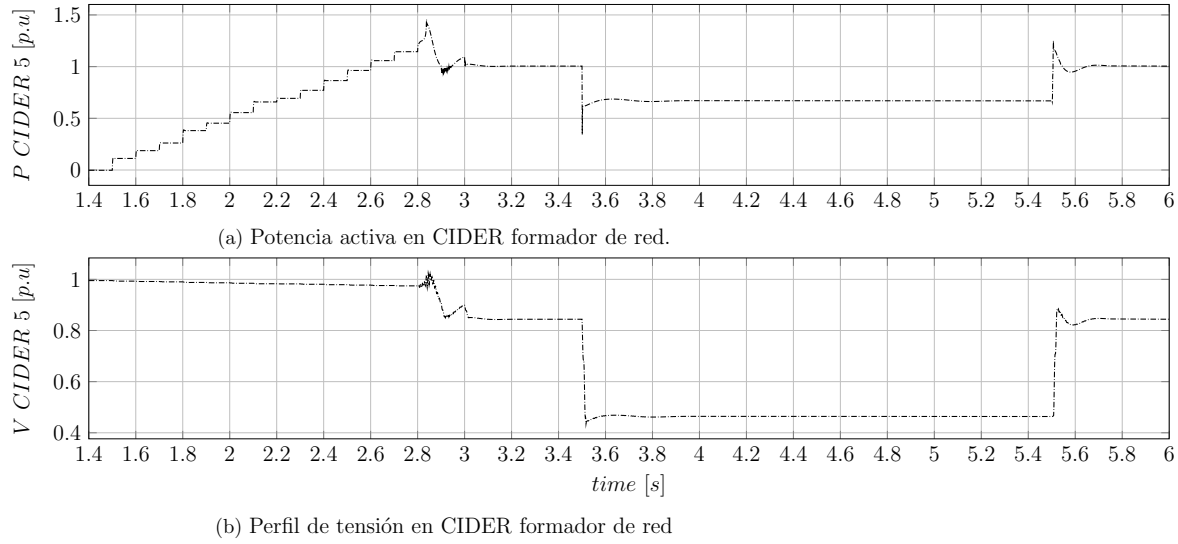


Figura B.2: CIDER formador de red validado ante condición de estabilidad mediante el enlace DC.

En la figura B.2 se han considerado diferentes cambios de carga entre 1.5 [s] y 3 [s], incluso aumentando la demanda sobre el valor nominal disponible en generación. También se considera una falla trifásica de alta duración que disminuye el perfil de tensión hasta 0.45 [p.u.]. Se aprecia que el sistema siempre alcanza un punto estable, no adecuado por los niveles de tensión muy bajos, pero estable. Además, se sostiene un nivel de tensión hasta los 2.8 [s], momento a partir del cual se tiene una carga muy grande para el nivel de generación disponible, desencadenando un nuevo punto de operación con frecuencia adecuada pero con tensión de 0.84 [p.u.]. La micro-red también se recupera correctamente una vez se ha despejado la falla (en 5.5 [s]). De esta manera, el comportamiento descrito es esperado por tener un control adecuado en los CIDERs, pero también por tener una fuente ideal en el enlace DC, de acuerdo a lo mencionado durante esta sección.

## B.2. Estabilidad asociada al control primario

En el modo de operación aislado se deben tener referencias de tensión y frecuencia pues son las variables que se desean controlar. Estas referencias son idealmente de 1 [p.u.] tanto en frecuencia como en tensión y provienen usualmente de un esquema de control primario. En segunda instancia, estas referencias pueden ser modificadas por la acción del control secundario, pero ante ausencia de éste, el control primario es quien otorga referencias para que

el CIDER formador de red tenga una acción reguladora adecuada. Lo anterior, se menciona brevemente en [25], donde se menciona que la estabilidad de las micro-redes es un problema asociado al control primario, y se puede incluir la detección en isla, control de frecuencia y tensión y reparto de carga; también se menciona que la principal fuente de inestabilidad en las micro-redes es el mal ajuste de los controles involucrados en cada elemento (VSC, filtro, medidor de frecuencia, entre otros). Además, los CIDERs muy cercanos pueden resonar negativamente generando picos no deseados.

En esta investigación se prefiere el uso del control primario tipo *droop*, sin embargo, a través de un proceso de optimización de parámetros de control, se obtuvo una solución que anula la influencia del control primario (capítulo 3). Por ello, es conveniente profundizar sobre este control, dado que es un tema de discusión por estar asociado a la estabilidad del CIDER formador de red. Además, es la base de algunos análisis relacionados a la estabilidad de pequeña señal de la micro-red.

En la literatura se pueden encontrar dos esquemas centrales para el control primario, uno enfocado en el control de caída (*droop*); y el otro en emular la inercia de un generador rotativo (*virtual synchronous generator*). Ambos esquemas son utilizados ampliamente y asociadas ciertas ventajas y desventajas, sobre las cuales se profundiza a continuación.

### B.2.1. Máquina síncrona virtual (VSG)

Como se presenta en [9, 120], la generación basada en CIDERs y la generación basada en máquinas rotativas tienen muchas similitudes, por ello, una gran cantidad de trabajos se enfocan en diseñar sistemas de control para el VSC de forma que este emule el funcionamiento de un generador síncrono. Lo anterior, se logra al implantar la ecuación *swing* de la máquina síncrona dentro del control del VSC, donde el propósito es incrementar a través del control (artificialmente), la inercia intrínseca del VSC. De esta manera, una vez se aplica y se parametriza la ecuación *swing* que se ha implantado dentro del control del VSC, este último logra comportarse de forma restringida por ese control, obteniendo un comportamiento similar al de una máquina síncrona. Los aspectos anteriores, permiten profundizar en estudios sobre la estabilidad del VSC, donde la premisa fundamental, es que el VSC se comporta de forma similar a una máquina síncrona [9, 45, 121, 122].

Respecto a los conceptos de estabilidad asociados al VSG, [45] hace un análisis detallado comparándolo con el control de caída. Algunos aspectos allí contenidos permiten generar las

siguientes afirmaciones:

- La inercia virtual que aporta el VSG al CIDER proviene de simular la ecuación *swing*.
- La reserva de energía asociada a la inercia virtual de la ecuación *swing* proviene de la reserva en el capacitor DC del CIDER. No obstante, el capacitor DC es un elemento físico e intrínseco del CIDER, no del control implementado (VSG), por lo que el efecto de inercia virtual podría ser teóricamente aplicado mediante otras formas y no exclusivamente mediante el VSG.
- El control de reactivos es idéntico en un VSG y en el control de caída, por lo que las diferencias entre ambos controles se concentran en la potencia activa y el sostenimiento de la frecuencia.
- El criterio de estabilidad se define indirectamente al afirmar que ante una perturbación, el sistema con la respuesta en frecuencia más pequeña tiene la inercia más grande, por lo tanto, es menos probable que sus desviaciones en frecuencia sean suficientes para generar una acción de protección no necesaria.
- Durante pequeñas perturbaciones, el VSG es equivalente al control de caída si este último tiene un elemento de retraso en la potencia medida, lo cual simula parte de la inercia y puede ser implementado mediante un filtro pasa baja de primer orden. Lo anterior se considera también en [51].
- Debido a que el VSG se diseña con la intención de simular inercia mientras que el control de caída no, se suele obtener que el VSG tiene más inercia y es más estable que el control de caída; sin embargo, una de las funcionalidades principales del control de caída es el reparto de carga, lo cual no se suele afrontar con un VSG.

Teniendo en cuenta lo anterior, en [45] se trata un sistema de prueba donde la parte DC del VSC es una fuente de tensión. Lo anterior, no debería ser adecuado en un estudio de estabilidad que involucre VSCs debido a que es precisamente en el enlace DC donde se tiene la inercia física del CIDER. En consecuencia, idealizar el lado DC es similar a idealizar la inercia del CIDER, por lo que este tendrá muy buenos resultados desde el punto de vista de la estabilidad y siempre que el control sea bien ajustado. Entonces, usar una fuente DC en un estudio de estabilidad puede llevar a resultados muy optimistas.

Por otra parte, se suele asumir que un control estable es igual a un VSC estable, siendo más crítico el modo de operación aislado por no tener fuentes fuertes que impongan la tensión y

frecuencia de forma robusta. No obstante, el que un control sea inestable no siempre significa que la red o el propio VSC sean inestables, desde el punto de vista de los elementos físicos puede existir un punto de operación estable que el control no encuentra. Esto es afirmado en [51], donde se indica que los VSG pueden perder la operación estable incluso cuando existe un punto de equilibrio y debido a que no se tiene buena amortiguación de la respuesta inercial, lo cual no sucede en el control de caída por ser de inercia nula.

De forma similar, [121] indica que una de las causas de la inestabilidad del VSG esta relacionada con el error entre la referencia de potencia activa y la salida real de potencia activa, lo cual debe ocasionar una acción de control en vez de inestabilidad.

### B.2.2. Control de caída

El control de caída debe emular el funcionamiento de los sistemas de generación convencional. En éstos, los desbalances entre generación y demanda causan desviaciones en la tensión y frecuencia de sistema, donde la potencia activa se asocia con la frecuencia y la potencia reactiva se asocia con la tensión. El nivel de desbalance en la frecuencia está dado por la inercia de los sistemas de generación, específicamente del rotor de las máquinas rotativas. De esta manera, la relación entre la potencia activa y la frecuencia así como la relación entre la potencia reactiva y la tensión, se traslada a los CIDERs mediante el control de caída, con la excepción de que los CIDER tienen menor inercia y ante una perturbación, presentan altas desviaciones en la frecuencia [51]. En [11] se afirma el comportamiento del control de caída es equivalente a la dinámica del rotor de un generador síncrono.

Por otra parte, el control de caída no tiene inercia [45], pero puede mantener una operación estable siempre que exista un punto de equilibrio (a diferencia del VSG). Adicionalmente y como se menciona en [51], utilizar un filtro pasa baja en la medición de potencias genera un retraso en la señal, el cual se interpreta como una pequeña inercia, en tal caso el comportamiento final del control de caída es muy similar al del VSG.

Respecto al control de caída, en [10] se presenta un análisis que permite abstraer las siguientes afirmaciones:

- La inercia asociada al sistema de generación convencional favorece que la tensión y frecuencia del sistema sean robustas.
- El control de caída funciona bastante bien en aplicaciones de reparto de carga, pero



la estabilidad de pequeña señal empeora al aumentar los valores de los parámetros necesarios. A su vez, la estabilidad de pequeña señal no afecta en gran medida por los parámetros del control de nivel cero o a la impedancia de la línea de conexión.

- En el caso de una transición de red no intencional, la desviación de la frecuencia es proporcional al desbalance entre la demanda y la generación.
- Las redes convencionales almacenan energía en los rotores de las máquinas y pueden mantener la frecuencia y tensión durante perturbaciones fuertes. Por otro lado, los CIDER son estáticos y no tienen energía mecánica almacenada, sin embargo, es posible tener inercia infinita siempre que el ángulo de la señal de salida del inversor se controle con una referencia constante. En su defecto, la inercia del CIDER puede reducirse al aumentar los valores ajuste del control o al limitar la corriente del CIDER.
- Un control de caída con pendiente cero indica un CIDER funcionando en modo de frecuencia constante, representando una inercia infinita. Un control de caída con pendiente infinita indica un CIDER sin efecto en la frecuencia y con inercia nula, lo cual coincide con un CIDER operando en potencia constante (seguidor de red). Lo anterior, se representa en la figura B.3 con  $m$  indicando la pendiente del control de caída y con  $J$  indicando la inercia relativa de cada pendiente.

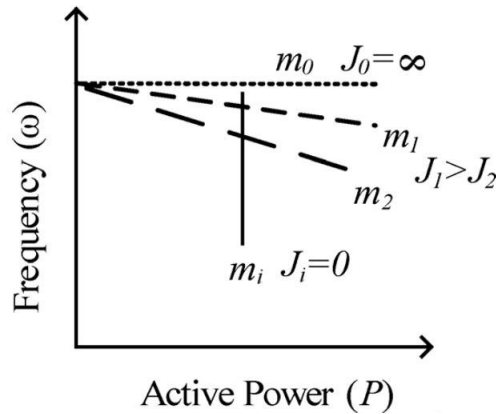


Figura B.3: Asociación entre el control de caída y la inercia del sistema. Tomado de [10]

Como se aprecia en la figura B.3, una inercia mayor se asocia con valores muy pequeños del control de caída, lo cual es común en la literatura [44, 11, 10, 51]; sin embargo, al no considerar condiciones de *power sharing* en esta investigación, se espera que la operación óptima para maximizar la inercia del sistema y minimizar las oscilaciones en frecuencia, se de con un control de caída muy pequeño. Es esto lo que sucede al verificar los resultados del ajuste

óptimo que se encontró en el capítulo 3.

Finalmente, una forma de calcular las constantes del control de caída puede asociarse con la máxima desviación tolerable ante un cambio en la potencia, lo cual se representa como en la ecuación (B.2) y en donde se aprecia que teóricamente, se puede tener un  $\Delta\omega = 0$  ante cualquier cambio de potencia, causando  $m_p = 0$ .

$$m_p = \frac{\Delta\omega}{\Delta P} \quad (\text{B.2})$$

En la micro-red de prueba utilizada en esta investigación, se puede validar el efecto del control de caída sobre la estabilidad (inercia) de la micro-red. En la figura B.4, se presenta el comportamiento de la frecuencia en el CIDER formador de red, ante cambios de carga y falla trifásica. También se considera el arranque en negro y la conexión de los diferentes CIDER seguidores de red, lo cual sucede entre 0 [s] y 1.2 [s]. De allí, es evidente el efecto nocivo del control de caída y que el comportamiento con menor oscilación y por lo tanto mas estable, se obtiene al ajustar en cero el parámetro  $m_p$ , el cual está asociado a la pendiente de caída entre la potencia activa y la frecuencia.

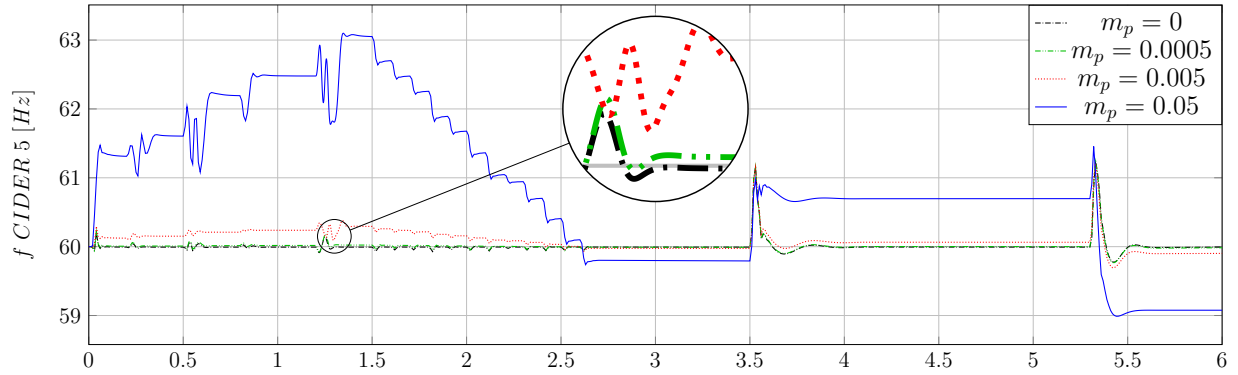


Figura B.4: Frecuencia en CIDER formador de red. Efecto del control de caída en la frecuencia.

### B.3. Estabilidad asociada al sincronismo de los CIDER

Esta sección se fundamenta en el estudio realizado en [11, 123] sobre estabilidad transitoria en los VSCs con un control de caída como control primario. Algunas consideraciones de este estudio se aplican al sistema de prueba implementado para validar aspectos de estabilidad transitoria.

En el caso de [11] se presenta un análisis de estabilidad transitoria asociada con la capacidad que tiene un sistema para mantener sincronismo ante perturbaciones fuertes. También se menciona que la estabilidad transitoria de un VSC está fuertemente influenciada por el control primario, por lo que es posible ignorar el comportamiento dinámico del control de nivel cero. De esta manera, un VSC es estable si puede mantener el sincronismo luego de una perturbación fuerte.

En la aplicación anterior, el sincronismo se puede monitorear mediante el VPA (*virtual power angle*) del VSC. Si el VPA tiene un punto de operación estable luego de ocurrida la perturbación, el VSC será estable. Los puntos de medición del VPA son analizados mediante la figura B.5 en una micro-red conectada. El VPA también es usado como criterio de estabilidad en [124, 51, 120, 119], donde no se utiliza la definición de VPA como tal, sino que se habla del desfase angular entre el VSC y la red, designado con el símbolo  $\delta$ .

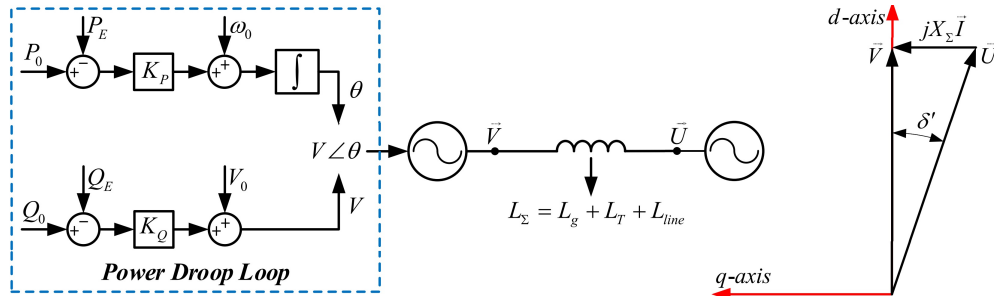


Figura B.5: Angulo virtual de potencia. Tomado de [11]

Para validar el concepto del VPA como indicador de estabilidad, se toman las medidas correspondientes en la micro-red de prueba, donde se deben hacer varias consideraciones:

- Dado que en el modo de operación aislado no hay una red fuerte sino un CIDER formador de red, la tensión identificada en la figura B.5 como  $U$ , se toma en la salida del CIDER formador de red.
- En [11] se valida el VPA para un VSC conectado a una red fuerte, pero en esta investigación se considera más relevante la validación de la estabilidad durante el modo aislado. Así, dado que en la micro-red de prueba solo se tiene un CIDER formador

de red, este se toma como red principal para hacer los cálculos del VPA. Entonces, el VPA se mide en los CIDERs que tratan de sincronizarse con el formador de red; si estos CIDERs se sincronizan y mantienen el sincronismo después de una falla fuerte, se considera que son estables desde el punto de vista de transitorio.

- Dado que el CIDER formador de red no tiene que sincronizarse con otro elemento, no tiene sentido medir su VPA.
- Si bien las tensiones de la figura B.5 están planteadas en el eje directo, el marco de referencia  $dq0$  es en realidad un marco de referencia que rota a una velocidad  $\omega$ , tal que las componentes resultantes parecen constantes. Debido a  $\omega$ , se tienen frecuencias de referencia en las diferentes tensiones de interés. Así, el desfase angular planteado en la figura B.5, es análogo al desfase angular entre las tensiones  $abc$  de los puntos de interés.

Finalmente, al medir el VPA en los CIDERs 1 a 4 de la micro-red de prueba y con las mismas perturbaciones que las evidenciadas en la figura B.4 (cambios de carga y falla fuerte de larga duración), se obtiene un comportamiento estable desde el punto de vista transitorio. Esto debido que el VPA de los CIDERs de interés logra mantenerse en sincronismo con el CIDER formador de red. Lo anterior, se aprecia en la figura B.6.

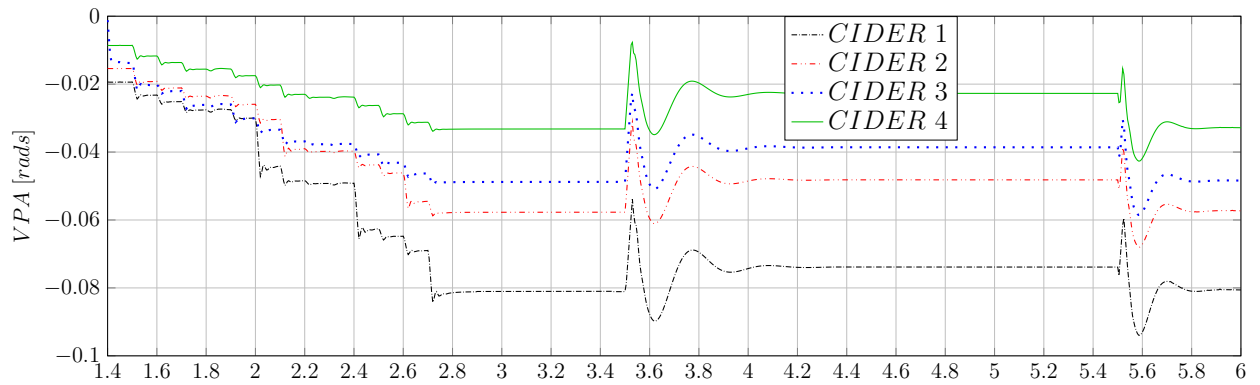


Figura B.6: VPA en CIDERs 1 a 4 respecto al CIDER 5 (formador de red).

## B.4. Estabilidad asociada a la limitación de corriente

Un aspecto a tener en cuenta en la simulación de CIDERs está asociado a limitar la potencia máxima que se puede entregar el mismo. Lo anterior, al limitar la corriente que entra como referencia del lazo interno y de acuerdo a la capacidad nominal del CIDER. En la micro-red de prueba de la figura A.1 se aplica un bloque limitador de corriente tal como en las figuras

3.1 y 3.2, en donde se prioriza la entrega de potencia activa. El esquema limitador es aplicado en base a la ecuación (B.3), la cual usa las corrientes en el marco de referencia  $dq0$ .

$$i_{nominal} = \sqrt{i_d^2 + i_q^2} \quad (B.3)$$

Así se obtiene el grupo de ecuaciones (B.4)

$$\begin{aligned} i_{d_{ref}} &= \min(i_{nominal}, i_{d_{out-le}}) \\ i_{q_{ref}} &= \min(i_{q_{max}}, i_{q_{out-le}}) \\ i_{q_{max}} &= \sqrt{i_d^2 - i_{nominal}^2} \end{aligned} \quad (B.4)$$

Donde  $i_{d_{ref}}$  e  $i_{q_{ref}}$  son las corrientes de referencia en eje directo y de cuadratura para el lazo interno;  $i_{d_{out-le}}$  e  $i_{q_{out-le}}$  son las corrientes en eje directo y de cuadratura que salen del lazo externo y sirven como referencias de corriente para el lazo interno;  $i_d$  es la corriente medida a la salida del VSC y en el eje de cuadratura; e  $i_{nominal}$  es el valor de corriente máxima que puede entregar el VSC dada por su potencia nominal.

De esta manera el CIDER tiene restricciones de capacidad que lo hacen operar de forma más realista. Sin embargo, el bloque limitador de corriente descrito en el grupo de ecuaciones (B.4) no se representa usualmente al simular un CIDER, de la bibliografía consultada, solo [113] hace referencia al bloque limitador de corriente.

Por otra parte, en varios documentos enfocados en la estabilidad del VSC, el bloque limitador de corriente se encuentra descrito de mejor manera. En [11, 123] el foco de interés es la limitación de corriente pues se indica que puede afectar gravemente la estabilidad del VSC; lo anterior causa que el VPA tenga menor rango de operación estable. En [10] también se menciona algo similar sobre la limitación en corriente del VSC, la cual se diseña para proteger el VSC, pero hace que se tenga menos inercia y más probabilidades de operar de forma inestable.

Para la micro-red de prueba de esta investigación, se tiene  $i_{nominal}$  de 1.2 y 1.5 [p.u] para los CIDERs seguidores y formadores de red, respectivamente. Bajo esas condiciones, se han obtenido los resultados expuestos a lo largo del presente capítulo por lo que en la micro-red propuesta, no hay efectos graves en la estabilidad asociados a la limitación de corriente de los distintos CIDERs. Sin embargo, límites de corriente más laxos se traducen en una mayor capacidad de potencia del CIDER, lo que se traduce en mayor inyección de potencia durante falla y en el caso del CIDER formador de red, mayor capacidad para sustentar el nivel de

frecuencia y tensión de la micro-red. El efecto contrario se obtiene al reducir la limitante de corriente a  $i_{nominal} = 1$ , donde una generación máxima de 1 [p.u] durante falla, puede generar errores en un sistema real debido a que ese nivel de generación se confunde con una condición de operación normal, dificultando la detección y la operación de los sistemas de protecciones.

## B.5. Estabilidad de tensión en micro-redes.

A diferencia de los sistemas de potencia convencionales, la estabilidad de tensión en las micro-redes es un tema en pleno desarrollo, dadas las características propias de las mismas. En los sistemas de potencia convencionales, el análisis de estabilidad de tensión puede realizarse mediante la determinación de diferentes índices, los cuales cuantifican la cercanía del punto de operación del sistema al punto de colapso de tensión. En [125] se presenta un resumen de algunos de los índices de estabilidad de tensión mas aplicados, donde se tienen índices asociados a las líneas o a los nodos.

Para la micro-red de prueba de la figura A.1, se elige analizar los índices de estabilidad tensión de líneas, los cuales tienen un rango entre 0 y 1 para determinar la estabilidad de la misma. Valores por encima de 1 apuntan a una línea inestable, por lo que se esperarían caídas fuertes en el nivel de tensión e incluso un colapso de la micro-red. Los índices de línea se evalúan en cada línea de la micro-red de prueba con el propósito de verificar si alguno de ellos se puede extrapolar a las micro-redes. Adicionalmente, se implementan cambios fuertes en las condiciones de operación de la micro-red, como incrementos en el desbalance entre carga-generación a más del 60%, mediante la aplicación de grandes cargas en la micro-red; esto con el propósito de llevar la micro-red a un punto de operación inestable. De los índices de línea presentados en [125], se evalúan  $L_{mn}$ ,  $L_p$ ,  $LQP$ ,  $FVSI$ ,  $VCPI(1)$ ,  $VCPI(2)$  y  $NLSI$ .

De esta manera, tal como se presenta en la figura B.2, ante desbalance en carga-generación o ante una falla trifásica fuerte y de larga duración, la micro-red de prueba encuentra un punto de operación estable con una tensión muy por debajo del valor óptimo (0.45 [p.u]); sin embargo, es un punto estable sin colapso de red. Para las pruebas con los índices de estabilidad de línea, la falla trifásica de larga duración se puede interpretar como una carga muy grande conectada al sistema. Así, ante estas condiciones en la micro-red y teniendo en cuenta que la falla trifásica causa un decremento en el nivel de tensión de todos los nodos, se espera que todos los índices de estabilidad deberían estar en valores superiores a 1 en todas las líneas de la micro-red, indicando que los terminales de la línea tienen caídas de tensión

muy fuertes o están colapsadas.

De otra parte, al revisar los cálculos de los índices, se encuentra que no todos están en valores por encima de 1, y los índices que se encuentran por encima de 1, solo lo hacen en algunas líneas del sistema. Así, se tiene la tabla B.1 para aclarar los resultados respecto a los índices de estabilidad de línea que se utilizaron ( $L_{mn}$ ,  $L_p$ ,  $LQP$ ,  $FVSI$ ,  $VCPI(1)$ ,  $VCPI(2)$  y  $NLSI$ ), implementados de acuerdo a [125].

Tabla B.1: Algunos índices de línea medidos en la micro-red de prueba

Línea	Entre nodos	Índices $> 1$	Índices $< 0.1$
1	$N1$ y $N2$	N/A	N/A
2	$N2$ y $N3$	$FVSI$	$LQP$
3	$N4$ y $N2$	Ninguno	Todos
4	$N5$ y $N4$	Ninguno	$LQP$ , $L_{mn}$ , $FVSI$
5	$N6$ y $N4$	Los demás	$LQP$
6	$N4$ y $N7$	Ninguno	$LQP$ , Negativos ( $L_p$ , $NLSI$ , $VCPI(1)$ , $VCPI(2)$ )
7	$N7$ y $N8$	Ninguno	$LQP$ , Negativos ( $L_p$ , $NLSI$ , $VCPI(1)$ , $VCPI(2)$ )
8	$N7$ y $N9$	Ninguno	$LQP$ , Negativos ( $L_p$ , $NLSI$ , $VCPI(1)$ , $VCPI(2)$ )
9	$N9$ y $N10$	$FVSI$ , $L_{mn}$	$LQP$ , Negativos ( $L_p$ , $NLSI$ , $VCPI(1)$ , $VCPI(2)$ )
10	$N9$ y $N11$	Ninguno	$LQP$ , Negativos ( $L_p$ , $NLSI$ , $VCPI(1)$ , $VCPI(2)$ )

De la tabla B.1 se obtiene que los índices de línea calculados no son adecuados para micro-redes, ya que no reflejan las condiciones operativas o de tensión que se presentan en la micro-red. Lo anterior, pues algunos entregan valores negativos o muy pequeños en la mayoría de líneas, como lo son  $LQP$ ,  $L_p$ ,  $NLSI$ ,  $VCPI(1)$ ,  $VCPI(2)$  y  $FVSI$ . Otros índices entregan valores mayores a 1 pero solo en algunas líneas, como el  $FVSI$  solo en la línea 1 y el  $L_{mn}$  solo en la línea 9. Adicionalmente, se aprecia que los índices no son consistentes al ser validados en una línea u otra pues aquellos que son mayores a 1 en una línea pueden ser menores a 0.1 en otra línea, lo cual no debería suceder pues la condición de operación propuesta para la micro-red aislada causa que todos los perfiles de tensión estén en valores muy bajos.

Para complementar los anteriores resultados, se tiene la referencia [25], la cual menciona los siguientes aspectos en términos de la estabilidad de tensión en micro-redes.

- El colapso de tensión, definido como la caída lenta y sostenida del nivel de tensión y que se asocia con eventos en las cargas y de reactivos, no se ha observado en las micro-redes.
- En los sistemas de potencia convencionales, una causa de la inestabilidad de tensión es debida a las largas líneas de transmisión, las cuales limitan la transferencia de potencia

entre la generación y la carga.

- La inestabilidad de tensión, entendida como los bajos perfiles de tensión durante la operación en estado estable, pueden ocurrir en micro-redes. Este es el caso obtenido a partir del sistema de prueba de la figura A.1
- Dadas las características propias de las microredes (relación  $X/R$ , baja inercia, líneas cortas, entre otras), se requiere la definición y propuesta de nuevos índices de estabilidad de tensión o la redefinición de los ya existentes.

## Conclusiones

Se realizó un análisis de algunos de los aspectos relacionados con la estabilidad, validados en la micro-red de prueba. La investigación realizada permitió integrar y validar diferentes estudios asociados a la estabilidad de las micro-redes, tanto transitoria como de pequeña señal y de tensión. Entonces, las pruebas realizadas permiten concluir que estabilidad de una micro-red está fuertemente ligada a las oscilaciones de tensión en el enlace DC (*DC link*), por lo que considerar un valor constante en tal elemento lleva a conclusiones muy optimistas sobre la estabilidad de la micro-red. Aun así, considerar la tensión del enlace DC como constante, resulta bastante común en los estudios de micro-redes, incluso en estudios de estabilidad.

De esta manera, al considerar la tensión del enlace DC como constante, no se evidencian problemas de estabilidad de pequeña señal, transitoria o de tensión, donde las condiciones anormales de operación, son corregidas y/o mitigadas tanto como es posible por los diferentes controles de los CIDERs. Entonces, la micro-red de prueba es fuertemente estable pues soporta condiciones adversas muy extremas sin colapsar. Sin embargo, aunque la estabilidad se mantenga durante la operación, los perfiles de tensión pueden alcanzar valores muy bajos durante la operación aislada, lo que origina la actuación de los esquemas de protección o de deslastre de cargas, lo anterior, por aspectos de operación del sistema y no por estabilidad de la misma.



# Bibliografía

- [1] O. Tremblay, L.-A. Dessaint, and A.-I. Dekkiche, “A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles,” in *Vehicle Power and Propulsion Conference, 2007. VPPC 2007. IEEE*. Ieee, 2007, pp. 284–289.
- [2] A. Tobías-González, R. Peña-Gallardo, J. Morales-Saldaña, A. Medina-Ríos, and O. Anaya-Lara, “A state-space model and control of a full-range pmsg wind turbine for real-time simulations,” *Electrical Engineering*, pp. 1–15, 2018.
- [3] A. P. Schaffarczyk, *Introduction to wind turbine aerodynamics*. Springer, 2014.
- [4] J. G. Slootweg, “Wind power: Modelling and impact on power system dynamics,” 2003.
- [5] M. S. M., *Wind Energy Conversion Systems Technology and Trends*. Springer-Verlag, 2012.
- [6] M. Cheng and Y. Zhu, “The state of the art of wind energy conversion systems and technologies: A review,” *Energy Conversion and Management*, vol. 88, pp. 332–347, 2014.
- [7] M. C. Di Piazza and G. Vitale, *Photovoltaic sources: modeling and emulation*. Springer Science & Business Media, 2012.
- [8] C. García Ceballos, “Análisis del modelo de estado estable y transitorio de fuentes de generación eléctrica para simulación de un sistema de prueba en media tensión.” *Universidad Tecnológica de Pereira*, 2018.
- [9] L. Xiong, X. Liu, F. Wang, and F. Zhuo, “Static synchronous generator model for investigating dynamic behaviors and stability issues of grid-tied inverters,” in *2016 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*. IEEE, 2016, pp. 2742–2747.

- [10] N. Soni, S. Doolla, and M. C. Chandorkar, “Improvement of transient response in microgrids using virtual inertia,” *IEEE transactions on power delivery*, vol. 28, no. 3, pp. 1830–1838, 2013.
- [11] L. Huang, H. Xin, Z. Wang, L. Zhang, K. Wu, and J. Hu, “Transient stability analysis and control design of droop-controlled voltage source converters considering current limitation,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 1, pp. 578–591, 2017.
- [12] S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou, K. Strunz *et al.*, “A benchmark low voltage micro-grid network,” in *Proceedings of the CIGRE symposium: power systems with dispersed generation*. CIGRE, 2005, pp. 1–8.
- [13] E. S. Elmubarak and A. M. Ali, “Distributed generation: definitions, benefits, technologies & challenges,” *Int. J. Sci. Res.(IJSR)*, vol. 5, no. 7, 2016.
- [14] J. Driesen and R. Belmans, “Distributed generation: challenges and possible solutions,” in *2006 IEEE power engineering society general meeting*. IEEE, 2006, pp. 8–pp.
- [15] A. Kumar, M. Z. U. Khan *et al.*, “Microgrids technology: A review paper,” *Gyancity Journal of Electronics and Computer Science*, vol. 3, no. 1, pp. 11–20, 2018.
- [16] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad, “State of the art in research on microgrids: A review,” *Ieee Access*, vol. 3, pp. 890–925, 2015.
- [17] T. L. Vandoorn, J. C. Vasquez, J. De Kooning, J. M. Guerrero, and L. Vandevelde, “Microgrids: Hierarchical control and an overview of the control and reserve management strategies,” *IEEE industrial electronics magazine*, vol. 7, no. 4, pp. 42–55, 2013.
- [18] J. Kim, J. M. Guerrero, P. Rodriguez, R. Teodorescu, and K. Nam, “Mode adaptive droop control with virtual output impedances for an inverter-based flexible ac micro-grid,” *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 26, no. 3, pp. 689–701, 2010.
- [19] A. B. Holvik, “Virtual impedance techniques for power sharing control in ac islanded microgrids,” Master’s thesis, NTNU, 2018.
- [20] A. C. Luna, N. L. Diaz, M. Graells, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Mixed-integer-linear-programming-based energy management system for hybrid pv-wind-battery microgrids: Modeling, design, and experimental verification,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 4, pp. 2769–2783, 2016.

- [21] P. Chiradeja and R. Ramakumar, "An approach to quantify the benefits of distributed generation," *IEEE Transactions energy conversion*, vol. 9, no. 4, pp. 764–773, 2004.
- [22] H. Nasiri, S. Bahramirad, M. Shahidehpour, A. E. Paaso, N. M. Abdullah, D. Kushner *et al.*, "Networked-constrained der valuation in distribution networks," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 6, pp. 4809–4817, 2020.
- [23] A. Hooshyar and R. Iravani, "Microgrid protection," *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1332–1353, 2017.
- [24] O. H. Abdalla, M. A. Abu Adma, and A. S. Ahmed, "Generation expansion planning under correlated uncertainty of mass penetration renewable energy sources," *IET Energy Systems Integration*, vol. 2, no. 3, pp. 273–281, 2020.
- [25] M. Farrokhhabadi, C. A. Cañizares, J. W. Simpson-Porco, E. Nasr, L. Fan, P. A. Mendoza-Araya, R. Tonkoski, U. Tamrakar, N. Hatziaargyriou, D. Lagos *et al.*, "Microgrid stability definitions, analysis, and examples," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 13–29, 2019.
- [26] M. Ganjian-Aboukheili, M. Shahabi, Q. Shafiee, and J. M. Guerrero, "Seamless transition of microgrids operation from grid-connected to islanded mode," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 3, pp. 2106–2114, 2019.
- [27] A. K. Giri, S. R. Arya, R. Maurya, and B. Chittibabu, "Control of VSC for enhancement of power quality in off-grid distributed power generation," *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, no. 5, pp. 771–778, 2020.
- [28] V. Narayanan and S. Kewat, "Solar PV-BES Based Microgrid System With Multifunctional VSC," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 56, no. 3, pp. 2957–2967, 2020.
- [29] R. Mourouvin, J. C. Gonzalez-Torres, J. Dai, A. Benchaib, D. Georges, and S. Bacha, "Understanding the role of vsc control strategies in the limits of power electronics integration in ac grids using modal analysis," *Electric Power Systems Research*, p. 106930, 2020.
- [30] O. Aguilar, R. Tapia, A. Valderrabano, and H. Minor, "Design and performance comparison of pi and adaptive current controllers for a wecs," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 13, no. 5, pp. 1361–1368, 2015.

- [31] S. K. Tiwari, B. Singh, and P. K. Goel, “Design and control of microgrid fed by renewable energy generating sources,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, no. 3, pp. 2041–2050, 2018.
- [32] G. Pathak, B. Singh, and B. K. Panigrahi, “Wind–hydro microgrid and its control for rural energy system,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, no. 3, pp. 3037–3045, 2019.
- [33] H. Mahmood and J. Jiang, “Coordination of multiple pv/battery hybrid units in islanded microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 6359–6368, 2017.
- [34] J. Han, S. K. Solanki, and J. Solanki, “Coordinated predictive control of a wind/battery microgrid system,” *IEEE Journal of emerging and selected topics in power electronics*, vol. 1, no. 4, pp. 296–305, 2013.
- [35] J. G. De Matos, F. S. e Silva, and L. A. d. S. Ribeiro, “Power control in ac isolated microgrids with renewable energy sources and energy storage systems,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 6, pp. 3490–3498, 2014.
- [36] H. Mahmood, D. Michaelson, and J. Jiang, “Decentralized power management of a pv/battery hybrid unit in a droop-controlled islanded microgrid,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 12, pp. 7215–7229, 2015.
- [37] N. R. Merritt, C. Chakraborty, and P. Bajpai, “New voltage control strategies for vsc-based dg units in an unbalanced microgrid,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 1127–1139, 2017.
- [38] S. Dhar and P. K. Dash, “Adaptive threshold based new active islanding protection scheme for multiple pv based microgrid application,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 1, pp. 118–132, 2017.
- [39] S. Adhikari and F. Li, “Coordinated vf and pq control of solar photovoltaic generators with mppt and battery storage in microgrids,” *IEEE Transactions on Smart grid*, vol. 5, no. 3, pp. 1270–1281, 2014.
- [40] Y. Zhou, C. N. M. Ho, and K. K.-M. Siu, “A fast pv mppt scheme using boundary control with second-order switching surface,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 9, no. 3, pp. 849–857, 2019.

- [41] R. B. Bollipo, S. Mikkili, and P. K. Bonthagorla, “Critical review on pv mppt techniques: classical, intelligent and optimisation,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, no. 9, pp. 1433–1452, 2020.
- [42] M. H. Qais, H. M. Hasanien, and S. Alghuwainem, “A grey wolf optimizer for optimum parameters of multiple pi controllers of a grid-connected pmsg driven by variable speed wind turbine,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 44 120–44 128, 2018.
- [43] Z. Miao, L. Xu, V. R. Disfani, and L. Fan, “An soc-based battery management system for microgrids,” *Ieee transactions on smart grid*, vol. 5, no. 2, pp. 966–973, 2013.
- [44] V. N. Kumar and S. K. Parida, “Parameter optimization of universal droop and internal model controller for multi inverter-fed dgs based on accurate small-signal model,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 101 928–101 940, 2019.
- [45] J. Liu, Y. Miura, and T. Ise, “Comparison of dynamic characteristics between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 5, pp. 3600–3611, 2015.
- [46] I. Sadeghkhan, M. E. Hamedani Golshan, A. Mehrizi-Sani, and J. M. Guerrero, “Low-voltage ride-through of a droop-based three-phase four-wire grid-connected microgrid,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 12, no. 8, pp. 1906–1914, 2018.
- [47] A. Raza, Z. Yousaf, M. Jamil, S. O. Gilani, G. Abbas, M. Uzair, S. Shaheen, A. Benrabah, and F. Li, “Multi-objective optimization of vsc stations in multi-terminal vsc-hvdc grids, based on pso,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 62 995–63 004, 2018.
- [48] Z. Shuai, D. He, Z. Xiong, Z. Lei, and Z. J. Shen, “Comparative study of short-circuit fault characteristics for vsc-based dc distribution networks with different distributed generators,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 7, no. 1, pp. 528–540, 2018.
- [49] A. Çetin and M. Ermis, “Vsc-based d-statcom with selective harmonic elimination,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 45, no. 3, pp. 1000–1015, 2009.
- [50] O. B. Adewuyi, R. Shigenobu, K. Ooya, T. Senjyu, and A. M. Howlader, “Static voltage stability improvement with battery energy storage considering optimal control of active and reactive power injection,” *Electric Power Systems Research*, vol. 172, pp. 303–312, 2019.

- [51] D. Pan, X. Wang, F. Liu, and R. Shi, “Transient stability of voltage-source converters with grid-forming control: A design-oriented study,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 8, no. 2, pp. 1019–1033, 2019.
- [52] S. Prakash and S. Mishra, “VSC Control of Grid Connected PV for Maintaining Power Supply During Open-Phase Condition in Distribution Network,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, no. 6, pp. 6211–6222, 2019.
- [53] M. G. Taul, X. Wang, P. Davari, and F. Blaabjerg, “An overview of assessment methods for synchronization stability of grid-connected converters under severe symmetrical grid faults,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 34, no. 10, pp. 9655–9670, 2019.
- [54] M. Rasheduzzaman, J. A. Mueller, and J. W. Kimball, “Reduced-order small-signal model of microgrid systems,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 1292–1305, 2015.
- [55] B. Hartono, R. Setiabudy *et al.*, “Review of microgrid technology,” in *2013 international conference on QiR*. IEEE, 2013, pp. 127–132.
- [56] M. Liserre, F. Blaabjerg, and S. Hansen, “Design and control of an lcl-filter-based three-phase active rectifier,” *IEEE Transactions on industry applications*, vol. 41, no. 5, pp. 1281–1291, 2005.
- [57] S. K. Sahoo, A. K. Sinha, and N. Kishore, “Control techniques in ac, dc, and hybrid ac–dc microgrid: A review,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 6, no. 2, pp. 738–759, 2017.
- [58] Y. Huang, X. Zhai, J. Hu, D. Liu, and C. Lin, “Modeling and stability analysis of vsc internal voltage in dc-link voltage control timescale,” *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 6, no. 1, pp. 16–28, 2017.
- [59] G. Pinares and M. Bongiorno, “Modeling and analysis of vsc-based hvdc systems for dc network stability studies,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, no. 2, pp. 848–856, 2015.
- [60] J. A. Solsona, S. G. Jorge, A. E. Leon, and C. A. Busada, “Instantaneous complex power control of a grid-tied vsc supplying a constant power load,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 36, no. 3, pp. 3591–3599, 2020.

- [61] W. Zhao, E. Chen, X. Sun, and L. Qi, “A 6n-order low-frequency mathematical model of multiple inverters based microgrid,” *CES Transactions on Electrical Machines and Systems*, vol. 2, no. 3, pp. 264–275, 2018.
- [62] H. R. Baghaee, M. Mirsalim, and G. B. Gharehpetian, “Performance improvement of multi-der microgrid for small-and large-signal disturbances and nonlinear loads: novel complementary control loop and fuzzy controller in a hierarchical droop-based control scheme,” *IEEE Systems Journal*, vol. 12, no. 1, pp. 444–451, 2016.
- [63] B. Khan and P. Singh, “Selecting a meta-heuristic technique for smart micro-grid optimization problem: A comprehensive analysis,” *IEEE Access*, vol. 5, pp. 13 951–13 977, 2017.
- [64] M. Hassan and M. Abido, “Optimal design of microgrids in autonomous and grid-connected modes using particle swarm optimization,” *IEEE Transactions on power electronics*, vol. 26, no. 3, pp. 755–769, 2010.
- [65] J. Yuan, Z. Zhao, Y. Liu, B. He, L. Wang, B. Xie, and Y. Gao, “Dmppt control of photovoltaic microgrid based on improved sparrow search algorithm,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 16 623–16 629, 2021.
- [66] L. Zhang, H. Zheng, Q. Hu, B. Su, and L. Lyu, “An adaptive droop control strategy for islanded microgrid based on improved particle swarm optimization,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 3579–3593, 2019.
- [67] V. Yaramasu, A. Dekka, M. Durán, S. Kouro, and B. Wu, “PMSG-based wind energy conversion systems: survey on power converters and controls,” *IET Electric Power Applications*, vol. 11, no. 6, pp. 956–968, 2017.
- [68] J. Liu, Y. Zhou, Y. Li, G. Lin, W. Zu, Y. Cao, X. Qiao, C. bo Sun, Y. Cao, and C. Rehtanz, “Modelling and analysis of radial distribution network with high penetration of renewable energy considering the time series characteristics,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 14, no. 14, pp. 2800–2809, 2020.
- [69] V. Mohan, R. Suresh, J. G. Singh, W. Ongsakul, and N. Madhu, “Microgrid energy management combining sensitivities, interval and probabilistic uncertainties of renewable generation and loads,” *IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems*, vol. 7, no. 2, pp. 262–270, 2017.

- [70] M. N. Alam, S. Chakrabarti, and X. Liang, “A benchmark test system for networked microgrids,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 16, no. 10, pp. 6217–6230, 2020.
- [71] “Ieee standard for the specification of microgrid controllers,” *IEEE Std 2030.7-2017*, pp. 1–43, 2018.
- [72] T. L. Vandoorn, B. Meersman, J. D. De Kooning, and L. Vandevelde, “Transition from islanded to grid-connected mode of microgrids with voltage-based droop control,” *IEEE transactions on power systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2545–2553, 2013.
- [73] S. D’silva, M. Shadmand, S. Bayhan, and H. Abu-Rub, “Towards grid of microgrids: Seamless transition between grid-connected and islanded modes of operation,” *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, vol. 1, pp. 66–81, 2020.
- [74] X. Yu, A. M. Khambadkone, H. Wang, and S. T. S. Terence, “Control of parallel-connected power converters for low-voltage microgrid—part i: A hybrid control architecture,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, no. 12, pp. 2962–2970, 2010.
- [75] E. Pouresmaeil, C. Miguel-Espinar, M. Massot-Campos, D. Montesinos-Miracle, and O. Gomis-Bellmunt, “A control technique for integration of dg units to the electrical networks,” *IEEE transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 7, pp. 2881–2893, 2012.
- [76] K. Yu, Q. Ai, S. Wang, J. Ni, and T. Lv, “Analysis and optimization of droop controller for microgrid system based on small-signal dynamic model,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 695–705, 2016.
- [77] I. Ziouani, D. Boukhetala, A.-M. Darcherif, B. Amghar, and I. El Abbassi, “Hierarchical control for flexible microgrid based on three-phase voltage source inverters operated in parallel,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 95, pp. 188–201, 2018.
- [78] C. García-Ceballos, J. Mora-Flórez, S. Pérez-Londoño, and L. Rodríguez-García, “Optimal control tuning of a vsc converter for microgrid applications,” in *2019 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*. IEEE, 2019, pp. 1–6.



- [79] C. García-Ceballos, J. Mora-Flórez, and S. Pérez-Londoño, “A comparative review of phase locked loop systems for microgrids applications considering multiple vsc-based distributed generators,” in *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conference-Living the energy Transition (FISE/CIGRE)*. IEEE, 2019, pp. 1–6.
- [80] C. García-Ceballos, S. Pérez-Londoño, and J. Mora-Flórez, “Integration of distributed energy resource models in the vsc control for microgrid applications,” *Electric Power Systems Research*, vol. 196, p. 107278, 2021.
- [81] V. Nikam and V. Kalkhambkar, “A review on control strategies for microgrids with distributed energy resources, energy storage systems, and electric vehicles,” *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 31, no. 1, p. e12607, 2021.
- [82] D. Y. Yamashita, I. Vechiu, and J.-P. Gaubert, “A review of hierarchical control for building microgrids,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 118, p. 109523, 2020.
- [83] K. Rajesh, S. Dash, R. Rajagopal, and R. Sridhar, “A review on control of ac micro-grid,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 71, pp. 814–819, 2017.
- [84] A. Bidram and A. Davoudi, “Hierarchical structure of microgrids control system,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1963–1976, 2012.
- [85] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, C. A. Cañizares, R. Iravani, M. Kazerani, A. H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, R. Palma-Behnke *et al.*, “Trends in microgrid control,” *IEEE Transactions on smart grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, 2014.
- [86] P. Kanakasabapathy *et al.*, “Control strategy for inverter based micro-grid,” in *2014 POWER AND ENERGY SYSTEMS: TOWARDS SUSTAINABLE ENERGY*. IEEE, 2014, pp. 1–6.
- [87] M. Li, L. Yang, X. Ma, and M. Li, “Generalised average modelling of grid-connected three-phase vsc with closed-loop vector control and regular-sampled modulation,” *IET Power Electronics*, vol. 13, no. 12, pp. 2481–2491, 2020.
- [88] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodriguez, “Control of power converters in ac microgrids,” *IEEE transactions on power electronics*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, 2012.

- [89] T. Kalitjuka, “Control of voltage source converters for power system applications,” Master’s thesis, Institutt for elkraftteknikk, 2011.
- [90] N. A. E. R. Corporation, “Distributed energy resources connection modeling and reliability considerations.” NERC, 2017.
- [91] Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018) Comisión de regulación de energía y gas resolución no. 030 de 2018. [Online]. Available: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/\\$FILE/Creg030-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/$FILE/Creg030-2018.pdf)
- [92] A. Poullikkas, “A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 27, pp. 778–788, 2013.
- [93] I. G. Mera, *Diseño de un sistema de almacenamiento de energía híbrido basado en baterías y supercondensadores para su integración en microredes eléctricas: Proyecto fin de carrera*, 2010.
- [94] D. Bazargan, “A study of battery energy storage dynamics in power systems,” 2014.
- [95] J. S. Rojas Martínez, L. C. Hernández Tocora *et al.*, “Simulación de sistemas híbridos de almacenamiento de energía aplicados a microrredes eléctricas,” 2018.
- [96] A. Adrees, H. Andami, and J. V. Milanović, “Comparison of dynamic models of battery energy storage for frequency regulation in power system,” in *Electrotechnical Conference (MELECON), 2016 18th Mediterranean*. IEEE, 2016, pp. 1–6.
- [97] D. Bazargan and S. Filizadeh, “Hardware-in-loop real-time simulation of a battery storage system in a wind generation scheme,” in *Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), 2013 3rd International Conference on*. IEEE, 2013, pp. 1–6.
- [98] K.-c. Bae, S.-C. Choi, J.-H. Kim, C.-Y. Won, and Y.-c. Jung, “Lifepo4 dynamic battery modeling for battery simulator,” in *Industrial Technology (ICIT), 2014 IEEE International Conference on*. IEEE, 2014, pp. 354–358.
- [99] N. Mars, F. Krouz, F. Louar, and L. Sbita, “Comparison study of different dynamic battery model,” in *Green Energy Conversion Systems (GECS), 2017 International Conference on*. IEEE, 2017, pp. 1–6.

- [100] A. Ortega and F. Milano, “Generalized model of vsc-based energy storage systems for transient stability analysis,” *IEEE transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 3369–3380, 2016.
- [101] A. Tahour, A. G. Aissaoui, N. Essounbouli, and F. Nollet, “Variable speed drive of wind turbine based on synchronous generator,” in *Sustainability in Energy and Buildings*. Springer, 2012, pp. 3–16.
- [102] J. Slootweg, S. De Haan, H. Polinder, and W. Kling, “General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations,” *IEEE Transactions on power systems*, vol. 18, no. 1, pp. 144–151, 2003.
- [103] A. Avila Segura, “Diseño de un convertidor estático dc-dc de tipo buck-boost empleado como regulador del generador eólico air-x 400w,” Master’s thesis, Facultad de Ingeniería, 2013.
- [104] H. K. Sharma, A. Samaria, and L. Gidwani, “Designing and performance analysis of controller for pmsg based wind energy conversion system,” in *Information, Communication, Instrumentation and Control (ICICIC), 2017 International Conference on*. IEEE, 2017, pp. 1–6.
- [105] O. Anaya-Lara, N. Jenkins, J. B. Ekanayake, P. Cartwright, and M. Hughes, *Wind energy generation: modelling and control*. John Wiley & Sons, 2011.
- [106] J. Sau-Bassols, E. Prieto-Araujo, S. Galceran-Arellano, and O. Gomis-Bellmunt, “Operation and control of a current source converter series tapping of an lcc-hvdc link for integration of offshore wind power plants,” *Electric Power Systems Research*, vol. 141, pp. 510–521, 2016.
- [107] M. Mikati, M. Santos, and C. Armenta, “Modelado y simulación de un sistema conjunto de energía solar y eólica para analizar su dependencia de la red eléctrica,” *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, vol. 9, no. 3, pp. 267–281, 2012.
- [108] Z. Zhao, R. Cheng, B. Yan, J. Zhang, Z. Zhang, M. Zhang, and L. L. Lai, “A dynamic particles mppt method for photovoltaic systems under partial shading conditions,” *Energy Conversion and Management*, vol. 220, p. 113070, 2020.

- [109] S. Sumathi, L. A. Kumar, and P. Surekha, *Solar PV and wind energy conversion systems: an introduction to theory, modeling with MATLAB/SIMULINK, and the role of soft computing techniques*. Springer, 2015.
- [110] A. Khare and S. Rangnekar, “A review of particle swarm optimization and its applications in solar photovoltaic system,” *Applied Soft Computing*, vol. 13, no. 5, pp. 2997–3006, 2013.
- [111] J. Blondin, “Particle swarm optimization: A tutorial,” *Available from: [http://cs.armstrong.edu/saad/csci8100/pso\\_tutorial.pdf](http://cs.armstrong.edu/saad/csci8100/pso_tutorial.pdf)*, 2009.
- [112] F. Van Den Bergh *et al.*, “An analysis of particle swarm optimizers,” Ph.D. dissertation, University of Pretoria South Africa, 2001.
- [113] S. Arunprasanth, U. D. Annakkage, C. Karawita, and R. Kuffel, “Generalized frequency-domain controller tuning procedure for vsc systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, no. 2, pp. 732–742, 2015.
- [114] G. Duncan, M. Sarma, and T. Overbye, “Sistemas eléctricos de potencia, análisis y diseño,” *Stamford: Ciencias e Ingenierías*, 2012.
- [115] T. Gonen, *Electrical power transmission system engineering: Analysis and design*. CRC press, 2011.
- [116] S. R. Castaño, “Redes de distribución de energía,” *Universidad Nacional de Colombia, .[Online]*, 2004.
- [117] A. Engler, “Applicability of droops in low voltage grids,” *International Journal of Distributed Energy Resources*, vol. 1, no. 1, pp. 1–6, 2005.
- [118] CENTELSA, “Cables para baja tensión,” [urlhttp://www.centelsa.com/pdf/CablesdeBajaTension.pdf](http://www.centelsa.com/pdf/CablesdeBajaTension.pdf)
- [119] L. Luo and S. V. Dhople, “Spatiotemporal model reduction of inverter-based islanded microgrids,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 29, no. 4, pp. 823–832, 2014.
- [120] L. Xiong, F. Zhuo, F. Wang, X. Liu, Y. Chen, M. Zhu, and H. Yi, “Static synchronous generator model: a new perspective to investigate dynamic characteristics and stability issues of grid-tied pwm inverter,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 9, pp. 6264–6280, 2015.

- [121] Z. Shuai, C. Shen, X. Liu, Z. Li, and Z. J. Shen, “Transient angle stability of virtual synchronous generators using lyapunov’s direct method,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 4648–4661, 2018.
- [122] W. Wu, Y. Chen, L. Zhou, A. Luo, X. Zhou, Z. He, L. Yang, Z. Xie, J. Liu, and M. Zhang, “Sequence impedance modeling and stability comparative analysis of voltage-controlled vsgs and current-controlled vsgs,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 66, no. 8, pp. 6460–6472, 2018.
- [123] L. Huang, L. Zhang, H. Xin, Z. Wang, and D. Gan, “Current limiting leads to virtual power angle synchronous instability of droop-controlled converters,” in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. IEEE, 2016, pp. 1–5.
- [124] H. Wu and X. Wang, “Design-oriented transient stability analysis of grid-connected converters with power synchronization control,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 66, no. 8, pp. 6473–6482, 2018.
- [125] J. Modarresi, E. Gholipour, and A. Khodabakhshian, “A comprehensive review of the voltage stability indices,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 63, pp. 1–12, 2016.